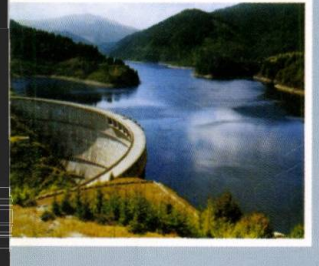
anuarie 2001

E2039 FF
8 000001 259706

# Energetica



## Număr special

## „ Reanalizarea potențialului hidroenergetic al României folosind datele și tehnicile specifice sfîrșitului de secol XX”

- resurse de apă
- potențial hidroenergetic tehnic și economic amenajabil
- durata de realizare a obiectivelor hidroenergetice
- actualizarea valorii investițiilor în diferite stadii de realizare
- protecția împotriva inundațiilor
- tarife de valorificare a energiei produse în CHE
- reglementări privind valorificarea resurselor și serviciilor obținute în amenajările complexe

**ASTE**
Asociația Științifică și Tehnică a Energeticienilor din România

## The Adam Smith Institute,

ne informează că a „**A doua conferință despre sectorul energiei din Germania**" va avea loc în zilele de 20-21 februarie 2001.

Manifestarea se va desfășura în hotelul Kempinski Bristol din Berlin și va fi precedată de un seminar care se va ține în același loc, în ziua de 19 februarie a.c., cu subiectul „**Accesul la sistemul electroenegetic**".

Lucrările sunt sponsorizate de un număr important de întreprinderi europene.

În continuare prezentăm progamul sesiunii.

## CONFERENCE PROGRAMME

**DAY ONE: Tuesday 20th February, 2001**

**08.15** Registration and Coffe

**09.00** Opening Address and Introduction by the Conference Chairman: **Dr Wolfgang Pfaffenberger, Bremen Energy Institute**, Germany

**09.10** SESSION ONE: Perspectives on Developments in the German Energy Sector within a Domestic and International Context

- Sector overview: Analysing the main trends in power and gas and perspectives for the future. What is the role of a sector-dedicated regulator in a liberalised energy market? Can the German sector realistically operate without one?
- How will gas deregulation be implemented and how will pipeline access be granted to third parties? What form will new gas legislation take and what impact will it have on the developments within the sector and on investment?
  - **Dr Wolfgang Pfaffenberger, Bremen Energy Institute**, Germany
  - **Mr Mark Hallet**, Senior Associate, **Allen&Overy**, Germany

Representatives from leading government bodies and the EU have been invited to discuss the above key issues

**11.00 SESSION TWO: Consolidation and Foreign Acquisition**

- Examining merger activity amongst German utilities. What can be learned industry restructuring? What effect will further consolidation have on German and European landscape and how far can it go before competition suffers?
- Focus on gas: How is deregulation affecting the industry structure? What are the prospects for domestic and cross-border mergers and are they necessary to compete?
- Focus on the sale of VEAG: What obligations will the new owner have to meet and will this be possible in an open and competitive market? How can VEAG be returned into a profitable enterprise and how will the government be involved in its future running?
  - **Mr Jürgen Stotz**, Chief Executive Officer, **VEAG AG**, Germany

*Additional speakers will be announced in the updated programme*

**14.30 SESSION THREEE: Examining the German Grid Access Regime**

- Is the Verbändevereinbarung II promoting genuine competition? What are the commercial implications of the grid access regime for foreign players? Gaining added value from grid access management systems
- How are grid access rules being enforced legally? What are the legal issues being raised by conflicts between new entrants and incumbent grid owners?
- New entrant's perspective: Examining gas market opening and new draft energy legislation. Analysing experiences with VVI and the process of negotiating VVII
  - **Mr Florian Baentsch**, Manager for Electricity Affairs, **VIK**, Germany
  - **Ms Anna Jasper Martins**, Head of Shipping Division, **EnergyByNet**, Germany
  - **Mr Christian Held**, Partner, **Becker Büttner Held**, Germany
  - **Dr Jörg Spicker**, Managing Director, **Aquila Energy GmbH**, Germany

*Continuare pe coperta 3*

BUDAPESTI MŰSZAKI ÉS GAZDASÁGTUDOMÁNYI EGYETEM
Országos Műszaki Információs Központ és Könyvtár
2001


# ENERGETICA e®

REVISTA DE SPECIALITATE A ENERGETICIENILOR DIN ROMÂNIA

ISSN: 1220 - 5133

ANUL 49 | Nr. 1 | IANUARIE 2001


Revista ENERGETICA a fost înfiinţată în anul 1953, continuînd tradiţia vechilor publicaţii inginereşti care au avut preocupări în domeniul energiei ca, de exemplu:

- Diaru pentru vulgarizarea ştiinţelor naturale şi fizice (1870 - 1882);
- Buletinul Societăţii Politehnice (1887 - 1944);
- Buletinul Asociaţiei Generale a Inginerilor din România – AGIR (1919 - 1946);
- ENERGIA, editată de ing. Dumitru Leonida (1921);
- Buletinul Asociaţiei Producătorilor şi Distribuitorilor de Energie Electrică - APDE (1932 - 1944);
- Buletinul Institutului Român de Energie - IRE (1933 - 1944)

Începînd cu data de 01.08.1999 revista Energetica este editată de Asociaţia Ştiinţifică şi Tehnică a Energeticienilor din România "ENERGETICA", înfiinţată ca organizaţie profesională, neguvernamentală, nonprofit.

Organul suprem de conducere al Asociaţiei este Adunarea Generală, care a delegat pentru administrare un Consiliu Director compus din: Engeniu PAVEL – preşedinte, Jean CONSTANTINESCU- vicepreşedinte, Ion CONECINI – secretar general, Vasile RUGINĂ – trezorier, Virgil MUŞATESCU, Dumitru Cezar IONESCU, Nicolae NICULESCU, Stelian OPRESCU, Dan GHEORGHIU – membri.

În cadrul Asociaţiei funcţionează Colegiul revistei Energetica, în cadrul căruia se efectuează coordonarea activităţii ştiinţifice şi de editare a revistei şi a publicaţiilor, satelite, împuternicit de Consiliul Director prin Hotărîrea nr. 1/01.01.2001.


**COLEGIUL REVISTEI ENERGETICA**

**Preşedinte:** dr. ing. Eugeniu PAVEL

**Membri:** ing. Hermina ALBERT; prof. dr. ing. Florin ALEXE; prof. dr. ing. Victor ATHANASOVICI; prof. dr. ing. Adrian BADEA; prof. dr. ing. Cornel BIANCHI; dr. ing. Iosif Constantin BILEGAN; ing. Paul CARTIANU; ing. Mircea CÂRDU; prof. dr. ing. Mircea CHINDRIŞ; dr. ing. Ion CONECINI; dr. ing. Jean CONSTANTINESCU; prof. dr. ing. Dorin CRISTESCU; prof. dr. ing. Nicolae DĂNILĂ; prof. dr. ing. Mircea EREMIA; dr. ing. Ioan GANEA; ing. Dan GHEORGHIU; dr. ing. Miron Laurenţiu GOIA; prof. dr. ing. Nicolae GOLOVANOV; prof. dr. ing. Basarab Dan GUZUN; prof. dr. ing. Sorin HURDUBEŢIU; prof. dr. ing. Dumitru Cezar IONESCU; prof. dr. ing. Dumitru IVAS; dr. ing. Lucian LEFTER; dr. ing. Gheorghe LUCA; dr. ing. Ion LUNGU, prof. dr. ing. Virgil MAIER; prof. dr. ing. Magdalena MATEI; dr. ing. Andrei Călin MIHĂILEANU; ing. Cornel MOŢIU; conf. dr. ing. Virgil MUŞATESCU; prof. dr. ing. Constantin NEAGA; prof. dr. ing. Mircea NEMEŞ; ing. Nicolae NICULESCU; prof. dr. ing. Valeriu NISTREANU; ing. Radu OPINCARU; ing. Stelian OPRESCU; ing. Cornel PÂSLARU; prof. dr. ing. Alexandru POEATĂ; dr. ing. Marius POMÂRLEANU; prof. dr. ing. Florin POP; dr. ing. Teodor POPA, dr. ing. Badea POPA; dr. ing. Anca POPESCU; ing. Miron POPESCU; prof. dr. ing. Petre POSTOLACHE; prof. dr. ing. Ilie PRISECARU; ing. Constantin RADU; ing. Radu REGMAN; dr. ing. Gabriel ROMAŞCU; ing. Anton ROŞU; ing. Costin Liviu RUCĂREANU; dr. ing. Vasile RUGINĂ; ing. Norica SĂNDULESCU; ing. Alexandru SĂNDULESCU; ing. Emilian SIMIAN; ing. Mihaela STIOPOL; ing. Cristian ŢÂNŢĂREANU; ing. Ovidiu ŢUŢUIANU; ing. Anton VLĂDESCU; ing. Gheorghe VOICU

Conducerea tehnico-ştiinţifică a revistei Energetica se asigură de către Biroul de redacţie pe baza Regulamentului de funcţionare al revistei Energetica.

**BIROUL DE REDACŢIE*:** dr. ing. Eugeniu PAVEL – preşedinte; ing. Anton ROŞU - redactor-şef; prof. dr. ing. Dumitru Cezar IONESCU – redactor-şef adjunct; prof. dr. ing. Nicolae GOLOVANOV– redactor-şef adjunct; ing. Norica SĂNDULESCU – secretar de redacţie; dr. ing. Ion CONECINI; dr. ing. Ioan GANEA; dr. ing. Lucian LEFTER; conf. dr. ing. Virgil MUŞATESCU; ing. Nicolae NICULESCU; ing. Radu OPINCARU; dr. ing. Anca POPESCU; dr. ing. Ion LUNGU



**REDACTOR:** Ana Maria CHIVU
tel/fax.: 3220692; tel. 3216966/213


©Toate drepturile asupra acestei publicaţii sunt rezervate Asociaţiei Ştiinţifice şi Tehnice a Energeticienilor "ENERGETICA". Orice reproducere, integrală sau parţială, prin indiferent ce mijloace, a materialelor apărute în paginile publicaţiei se poate face numai cu aprobarea Asociaţiei. Sunt autorizate numai citările incluse în lucrări ştiinţifice sau în alte volume, cu precizarea sursei. Opiniile exprimate în articolele publicate în revistă aparţin autorilor.

* Componenţa aprobată prin hotărîrea Consiliului Director din 31.08.2000

Număr special *"Reanalizarea potenţialului hidroenergetic al României folosind datele şi tehnicile specifice sfîrşitul de secol XX"*

## CUPRINS


**Valeriu Nistreanu, Lucian Lefter**: Masa rotundă "Reanalizarea potenţialului hidroenergetic al României folosind datele şi tehnicile specifice sfîrşitul de secol XX" - Prezentare 3

**Paul Gheorghiescu**: Hidroenergetica României în pragul mileniului 3 4

**Lucian Lefter:** Reevaluarea potenţialului hidroenergetic al României 10

**Gheorghe Luca, Niculae Radu:** Reglementări necesare pentru valorificarea eficientă a resurselor şi serviciilor care se pot obţine prin amenajările hidroetehnice complexe în exploatare, în execuţie şi restul de potenţial disponibil a fi folosit 15

**Gabriela Dimu, Florica Popa, Manuela Nicolescu**: Actualizarea valorii totale a investiţiilor aferente obiectivelor aflate în diferite stadii de realizare 20

**Valeriu Bogan, Irina Bogan**: Influenţa duratei de realizare a obiectivelor hidroenergetice asupra indicatorilor tehnico-economici ai amenajărilor 23

**Mihai Rotaru**: C.H.E.A.P. Tarniţa – Lăpuşteşti, o nouă variantă 28

**Vespasian Claudiu Croitoru**: Contribuţia amenajărilor hidroenergetice din România, existente şi viitoare, în apărarea contra inundaţiilor şi fenomenelor meteorologice periculoase 33

**Constantin Neaga**: Calculul multiplului de circulaţie al agentului de lucru în sistemul vaporizator al unui generator de abur cu circulaţie forţată multiplă 39

**Adriana Cernat**: Serviciile de sistem în contextul organizării pieţei de energie electrică din România 46

**INFORMAŢII**

**Marian Cernat**: Probele sistemului electroenergetic în funcţionare izolată în vederea integrării în UCTE 19

**DIN ENERGETICA MONDIALĂ** 14, 45

**RELANSIN** 22

**RECENZIE** 38

**DE PERSONIS** 50

**TERMINOLOGIE**

**Costin Rucăreanu:** Masă rotundă la Cluj-Napoca 51

**Our review publishes ADVERTISMENTS for your PRODUCTS, TECHNOLOGIES, SERVICES, etc.**
**Please, contact us at the address:**
**Technical and Scientific Association "ENERGETICA" - Review Energetica**
**B-dul Energeticienilor nr. 8,**
**Bucureşti III, RO 74.568**
**Phone : (401)322.06.92 ; (401)321 69 66/213**
**Fax: (401)322 06 92**
**e-mail: energetica@icemenerg. vsat. ro**

BUDAPESTI MŰSZAKI ÉS GAZDASÁGTUDOMÁNYI EGYETEM Országos Műszaki Információs Központ és Könyvtár 2001

## SUSŢINEŢI REVISTA ENERGETICA!

Abonamentele la revista noastră reprezintă manifestarea interesului şi dorinţei dvs. de a avea o oglindă a nivelului tehnic şi ştiinţific al energeticii româneşti, de a vă informa despre problemele majore ale energeticii mondiale, precum şi intenţia de a susţine material revista care poate satisface realizarea acestor deziderate.

Pentru a fi incluşi în lista de abonaţi, doritorii (instituţii, societăţi) vor completa un formular după modelul de mai jos, pe care îl vor trimite la Asociaţia Tehnică şi Ştiinţifică a Energeticienilor din România "ENERGETICA" Bucureşti, Bd. Energeticienilor, nr. 8, sector 3.

Contravaloarea abonamentului pentru anul 2001 este de 28 $ la cursul de schimb al zilei în care se face plata, fără TVA.

*

Abonamente pentru instituţii/societăţi
Către ASOCIAŢIA "ENERGETICA"
Bucureşti, Bd. Energeticienilor nr. 8, sector 3, CP 74568

Vă rugăm să ne includeţi în lista abonaţilor revistei ENERGETICA pentru anul 2000. Solicităm ..... abonamente.
Adresa la care vor fi expediate revistele:
Instituţia/societatea.....
Localitatea ..... Judeţul/Sectorul .....
str. ..... nr. ..... C.P. ..... Tel. .....
Cont ..... Banca ..... Cod fiscal .....
Numele persoanei de legătură .....
Suma de ..... lei reprezentînd contravaloarea celor ..... abonamente s-a achitat în contul Asociaţiei ENERGETICA nr. 2511.1 – 3832.1/ROL, deschis la BCR Filiala Sector 3 Bucureşti, cu specificaţia:
PENTRU REVISTA ENERGETICA, prin ordinul de plată nr. ..... din .....
Prezenta constituie comandă fermă.

DIRECTOR, DIRECTOR ECONOMIC,

Redacţia şi administraţia : B-dul Energeticienilor, nr. 8, sector 3, 74568, Bucureşti,
tel./fax : 322 06 92; tel: 321 69 66/213
e-mail: energetica@icemenerg.vsat.ro, domni@icemenerg.vsat.ro
web: www.icemenerg. vsat.ro/energetica

Procesare computerizată: DOMNICA CÂMPEANU
Coperta tipărită la Tipografia RAPIDOCOLOR, Bucureşti

## Masă rotundă "Reanalizarea potenţialului hidroenergetic al României folosind datele şi tehnicile specifice sfîrşitului de secol XX"

- Prezentare -

*Sistemul hidroenergetic romînesc deţine o pondere importantă în balanţa de putere şi energie a sistemului energetic, asigurînd acoperirea zonei de vîrf a graficului de sarcină şi furnizarea cvasitotalităţii serviciilor de sistem.*

*Producţia de energie hidroelectrică are o pondere semnificativă în acoperirea consumului intern al ţării (36,51 %); în anul 1999 producţia afost de 18 214 GWh prin cei 6 017 MW instalaţi.*

*România se situează astăzi, din punctul de vedere al puterii instalate şi al producţiei de energie hidroelectrică, pe locul 8 între ţările europene. Din totalul potenţialului exploatabil al ţării de 24 – 26 TWh/an se operează circa 70 %.*

*Reevaluarea tehnică a potenţialului hidroenergetic al ţării, reconsiderarea tehnico-economică a diferitelor soluţii în condiţiile economice ale momentului, precum şi o mai bună corelare a gospodăririi apelor cu celelalte folosinţe, sunt cîteva din preocupările actuale ale specialiştilor din domeniul hidroenergetic.*

*În aceste condiţii, biroul de redacţie al revistei Energetica a organizat o masă rotundă cu tema* "**Reanalizarea potenţialului hidroenergetic al României folosind datele şi tehnicile specifice sfîrşitului de secol XX**", *care a avut ca moderatori pe dr.ing. Lucian Lefter, director general al Institutului de Studii şi Consultanţă Energetică - ISCE, şi prof. dr. ing. Valeriu Nistreanu, şeful catedrei de Hidraulică, Maşini Hidraulice şi Ingineria Mediului din Universitatea "POLITEHNICA" din Bucureşti.*

*Manifestarea a avut loc în ziua de 24 noiembrie 2000, la sediul ISCE. Au participat membri ai biroului de redacţie al revistei, autorii lucrărilor, precum şi specialişti de la S.C. Hidroelectrica, ISPH, UPB. S-a prezentat un număr de 10 lucrări, dintre care au fost selectate pentru publicare şapte.*

*În cadrul discuţiilor au fost abordate atît probleme tratate în lucrările prezentate, cît şi alte probleme stringente din domeniul hidroenergeticii. Dintre acestea reţinem:*

- *necesitatea gospodăririi integrale a apelor, în afara utilizării în scopuri energetice acestea trebuind să aibă şi alte folosinţ;*
- *evaluarea mai exactă a impactului asupra mediului, precum şi a problemelor legate de reconstrucţia ecologică a rîurilor;*
- *criteriile economice de decizie în gestionarea resurselor de apă;*
- *actualizarea costurilor în cazul obiectivelor aflate în diverse stadii de realizare;*
- *sursele de finanţare în viitor a lucrărilor hidroenergetice;*
- *reglementările necesare în domeniul energetic în general şi în cel al hidroenergiei în particular;*
- *stabilirea unor reglementări privind tarifarea apei şi a energiei hidraulice;*
- *strategia sectorului hidroenergetic pentru perioada care urmează.*

*Nivelul ştiinţific ridicat al lucrărilor selectate, ca şi al discuţiilor purtate, este o garanţie a faptului că masa rotundă şi-a atins scopul. Totodată a rezultat limpede necesitatea unor astfel de întîlniri şi pentru viitor.*

**Moderatori:**
**prof. dr. ing. Valeriu Nistreanu**
**dr. ing. Lucian Lefter**

# HIDROENERGETICA ROMÂNIEI ÎN PRAGUL MILENIULUI 3

ing. PAUL GHEORGHIESCU*

*Lucrarea prezintă structura capacităţilor de producţie şi performanţele hidroenergeticii româneşti la sfîrşitul anului 2000 şi problemele cu care se confruntă aceasta în pragul mileniului 3.*

*După un scurt istoric în care sunt trecute în revistă principalele etape ale utilizării potenţialului hidroenergetic al României se prezintă situaţia actuală a capacităţilor de producţie, performanţele tehnice realizate, precum şi rolul centralelor hidroelectrice în funcţionarea sistemului energetic românesc.*

*Se prezintă de asemenea perspectiva realizării de noi centrale hidroelectrice în deceniul următor şi principalele obiective strategice ce vor trebui rezolvate pentru ca performanţele hidroenergeticii româneşti să fie aduse la nivelul performanţelor hidroenergeticii mondiale.*

*The paper presents the structure of the generation capacities and the performances of the Romania hydroelectric power sector at the end of the year 2000, as well as the problems the latter is facing at the beginning of the 3rd millennium.*

*After briefly reviewing the main stages in the utilization of the Romanian hydroelectric power potential, the present situation of the generation units, the technical performances achieved and the role played by the hydroelectric power plants within the NPS are presented.*

*At the same time the development of new hydroelectric power plants in the next decade and the main strategic objectives that should be solved so that the Romanian hydroelectric power sector performances be at the level of the international hydroelectric power sectors are also presented.*

Descriptori: potenţial hidroenergetic, potenţial tehnic amenajabil, potenţial economic amenajabil, potenţial exploatabil, potenţial în operare

## 1. Scurt istoric al dezvoltării hidroenergeticii româneşti

Construcţia primelor centrale hidroenergetice în România a început la sfîrşitul secolului 19 şi este legată de cererea crescîndă de energie a noilor industrii (minerit, siderurgie, lemn, celuloză) ce cunosc o dezvoltare accentuată după constituirea statului naţional unitar român.

Prima centrală hidroelectrică, neatestată documentar, însă identificată după urmele lăsate după distrugere, a fost realizată în 1886-1887 la Iacobeni - Bistriţa (30 CP şi era destinată acţionării unui decovit la o mină de mangan).

Prima centrală hidroelectrică realizată în România şi atestată documentar este CHE Grozăveşti (2x180 CP), pusă în funcţiune în 1889 pentru distribuţie publică în Bucureşti.

Este de remarcat "promptitudinea" cu care industriaşii români adoptă această noutate tehnologică a sfîrşitului de secol 19, avînd în vedere că prima centrală electrică cu utilitate publică din lume a fost pusă în funcţiune în 1882 la New York.

În total, pînă în anul 1900 în România s-au realizat 21 de CHE cu o putere instalată de circa 4550 kW, dintre acestea remarcîndu-se CHE Sinaia I (4x250 kW) în 1898 (ce producea energie electrică în curent alternativ trifazat de 50 Hz).

În intervalul 1900-1930 construcţia de centrale a continuat (cu întreruperea provocată de război), în anul 1930 puterea centralelor hidroelectrice fiind de 30 MW, cu o producţie de energie de circa 75 GWh.

În acest interval s-a construit şi s-a pus în funcţiune CHE Dobreşti de 16 MW (1928 - 1930), ce va rămîne centrala cu puterea instalată cea mai mare din ţară pînă în anul 1960, cînd a fost pus în funcţiune primul hidroagregat al CHE Stejaru.

În 1933 a fost elaborat primul plan general de amenajare a potenţialului hidroenergetic al României de către prof. Dorin Pavel (publicat în lucrarea "Plan General d'Amenagement des forces Hydrauliques en Roumanie"). Pornind de la evaluarea potenţialului tehnic amenajabil al rîurilor ţării, inclusiv al Dunării, planul prezenta într-o concepţie unitară, modernă, schemele de amenajare şi indicatorii tehnico-economici ai unui număr de 567 centrale hidroelectrice. Planul a constituit, şi constituie încă, un îndrumar de largă perspectivă pentru dezvoltarea întregii hidroenergetici româneşti.

În deceniile 3 şi 4 ale secolului al doilea, construcţia de centrale hidroelectrice a stagnat (dată fiind criza economică şi declanşarea războiului mondial).

În 1950 puterea centralelor hidroelectrice în funcţiune era de 60 MW, cu o producţie de energie de circa 170 GWh.

Planul general de electrificare a ţării (1951 - 1960) a pus bazele dezvoltării moderne a hidroenergeticii româneşti. În acest interval s-a realizat un mare volum de studii şi proiecte pentru

* S.C. Hidroelectrica S.A.

amenajarea hidroenergetică a principalelor bazine hidrografice, inclusiv pentru amenajarea Dunării. Au fost puse în funcţiune primele amenajări de putere mare CHE Moroieni (16 MW), CHE Sadu V (16 MW), CHE Crăinicel (8,7 MW) şi primele hidroagregate la CHE Bicaz (3 x 27,5 MW).

Dezvoltarea hidroenergetici româneşti a continuat în perioada 1960-1990 cu ritmuri deosebit de ridicate, impuse de necesitatea asigurării resurselor energetice ale ţării. Sunt de remarcat în acestă perioadă următoarele:

- deceniul 1961-1970: s-au pus în funcţiune capacităţi însumînd circa 960 MW, dintre care CHE Stejaru şi cascada Bistriţa aval, CHE Vidraru şi parţial cascada de CHE Argeş aval, primele două hidroagregate ale CHE Porţile de Fier I;

- deceniul 1971-1980: s-au pus în funcţiune la întreaga capacitate CHE Porţile de Fier I, CHE Ciunget - Lotru, primele centrale din amenajarea Olt, total putere instalată circa 2130 MW;

- deceniul 1981-1990: s-a pus în funcţiune un număr foarte mare de agregate, 145 - circa 45% din numărul total al agregatelor aflate astăzi în funcţiune în CHE cu $P_i \geq 3,2$ MW şi s-a realizat un mare număr de MHC (circa 200). Puterea totală instalată în acest deceniu este de circa 2110 MW.

Ritmul extraordinar de intens de fabricaţie a unui număr atît de mare de hidroagregate, precum şi cel de proiectare şi construcţie a unui număr mare de centrale (58) a condus la o serie de deficienţe calitative, resimţite astăzi în starea de siguranţă a centralelor, precum şi în volumul mare de cheltuieli de întreţinere şi reparaţii necesare.

În deceniul 1991-2000, în condiţiile schimbării sistemului politico-economic din România, în care finanţarea lucrărilor de investiţii hidroenergetice de la bugetul statului a fost abandonată, sursele de finanţare fiind constituite de surse proprii (amortismente) şi taxa de dezvoltare inclusă în preţul energiei, ritmul de execuţie a centralelor a scăzut în mod simţitor. În acest interval nu a început nici o lucrare nouă, capacităţile puse în funcţiune, în valoare de 452 MW (45 hidroagregate de 21 de centrale) cu o producţie de energie de 790 GWh/an, realizîndu-se în centrale a căror execuţie a început înainte de 1989.

Tot în acest interval au fost aduse la capacitate finală multe din centralele puse parţial în funcţiune pînă în anul 1989.

Evoluţia puterii instalate şi a producţiei de energie din România sunt prezentate sintetic în tabelul 1 şi figura 1.

*Tabelul 1*

| Anul / Indicator | 1900 | 1930 | 1950 | 1960 | 1970 | 1975 | 1980 | 1985 | 1990 | 1995 | 2000 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Puterea instalată [MW] | 4,5 | 31 | 60 | 209 | 1170 | 2606 | 3399 | 4369 | 5509 | 5840 | 6016 |
| Producţia de energie [GWh] | 12 | 75 | 170 | 397 | 2671 | 8639 | 12531 | 11808 | 10899 | 16615 | 14700 |

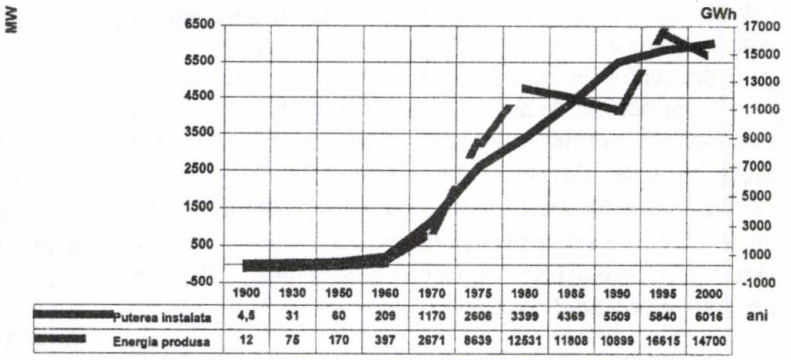


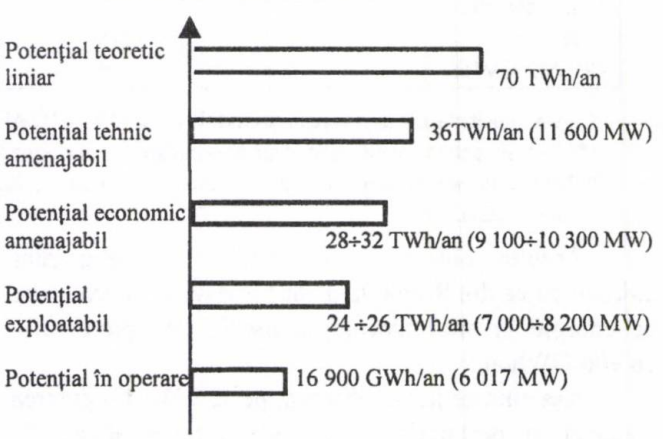

Fig.1. Evoluţia puterii şi producţiei de energie în centralele hidroelectrice din România.

## 2. Potenţialul hidroenergetic al României

O privire retrospectivă, dar şi una privind perspectiva dezvoltării hidroenergeticii româneşti impun reamintirea valorilor potenţialului hidroenergetic al României.

Deşi nu au fost întocmite studii de detaliu pentru reactualizarea valorilor caracteristice ale potenţialului hidroenergetic al României în noile condiţii economico-sociale din România de după 1989, se vor folosi pentru analiză estimările făcute de colectivul de specialişti ai Direcţiei Producţie Hidro din cadrul DGPEET-RENEL în anul 1997 şi publicate în [3].

Acestea sunt următoarele:




În această evaluare a fost introdusă şi noţiunea de "potenţial exploatabil", care, conform terminologiei UCPTEE, este acea parte din potenţialul economic

amenajabil ce se poate realiza ţinînd seama de restricţiile legislative şi de protecţie a mediului.

Faţă de aceste valori şi de realizările hidroenergeticii româneşti pînă în anul 2000 se impun următoarele comentarii:

- potenţialul tehnic amenajabil a fost amenajat în proporţie de 46%, iar cel exploatabil în proporţie de 64 - 69%. O caracteristică a potenţialului hidroenergetic al României este dispersia în teritoriu cu valori specifice kW/km de rîu reduse, concentrarea lui în centrale cu puteri mari necesitînd investiţii ridicate, ceea ce face ca o parte din centralele ce se pot realiza să fie neeconomice;
- principiul de amenajare folosit pînă în prezent a fost cel "în ordinea eficienţei economice", ceea ce a făcut ca cele mai eficiente amenajări să fie astăzi realizate: practic sectoarele cu potenţial natural ridicat de pe cursurile superioare şi mijlocii ale rîurilor au fost amenajate, sectoarele rămase de amenajat fiind în general cu potenţial redus.

## 3. Dimensiunea actuală a hidroenergeticii româneşti

După recenta reorganizare a sectorului energetic din România, făcută prin HGR 627/2000, centralele hidroelectrice din proprietatea publică sau privată a statului sunt date în administrarea agenţilor economici prezentaţi în tabelul 2.

Rezultă puterea total instalată a centralelor hidroelectrice din România de 6017 MW, cu o producţie de energie în anul hidrologic mediu de aproximativ 16 900 GWh/an.

Aşa cum se poate observa, peste 95% din puterea instalată şi producţia de energie este localizată în centralele aflate în administrarea SC Hidroelectrica SA. De aceea detalierea în continuare a dimensiunii hidroenergeticii româneşti se va face cu referire la acestea.

a) Numărul total de hidroagregate este 297, din care:
- 129 hidroagregate mari cu $P_i \geq 10$ MW;
- 132 hidroagregate mici cu $0,63 \leq P_i < 10$ MW;
- 36 microhidroagregate cu $P_i < 0,63$ MW.

b) Repartizarea puterii instalate pe centrale:
- CHE foarte mari ($P_i$>500 MW): 2 cu $P_i$=1560 MW;
- CHE mari 100<$P_i$<500 MW: 11 cu $P_i$=1962 MW
- CHE mijlocii 50<$P_i$<100 MW: 10 cu $P_i$=558 MW.

Rezultă că circa 60% din puterea instalată este localizată în 13 CHE mari şi foarte mari, iar restul de 40% în 112 CHE.

De aici reiese una din particularităţile specifice ale hidroenergeticii româneşti: efortul pentru asigurarea disponibilităţii de putere şi a producţiei de energiei este "diseminat" într-un mare număr de centrale cu un mare număr de hidroagregate.

De aceea indicatorul de productivitate fizică om/MW atins de ţările cu hidroenergetică dezvoltată (0,2 - 0,3 om/MW) nu va putea fi atins prea curînd cu actualele instalaţii şi în România.

c) Producţia de energie electrică este concentrată în cîteva amenajări importante, şi anume:
- amenajarea Dunăre 6561 GWh 40,8%
- amenajarea Olt Lotru 3705 GWh 22,9%
- amenajarea Bistriţa Siret 1656 GWh 10,3%
- restul amenajărilor 4058 GWh 26,0%

*Tabelul 2*

| | S.C. Hidroelectrica S.A. | S.C. Termoelectrica S.A. | S.C. Electrica S.A. |
|---|---|---|---|
| Puterea instalată totală [MW] | 5899,3 | 117,6 | 156,0*** |
| Din care : | | | |
| CHE* | 5870,9** | 103,6 | 16,0 |
| CHEMP + MHC | 18,4 | 14,0 | ~ 140,0 |
| Producţie de energie totală [GWh] | 16070,5 | 379,7 | 442,0 |
| Din care : | | | 32,0 |
| CHE* | 16012,0 | 333,0 | 410,0 |
| CHEMP + MHC | 58,5 | 46,7 | |
| Număr centrale | | | |
| CHE | 115 | 15 | 1 |
| CHEMP + MHC | 18 | 10 | 203 |

* s-a folosit clasificarea acceptată CHE $P_i \geq 3,2$ MW, CHEAP $3,2 > P_i \geq 0,63$ MW, MHC $P_i < 0,63$ MW;

** inclusiv puterea instalată în staţii de pompare cu rol energetic 71,50 MW;

*** multe din aceste MHC nu mai sunt astăzi în funcţiune; din acest motiv valoarea puterii instalate nu a fost luată în calculul puterii totale instalate.

d) Ponderea centralelor hidroelectrice în balanţa de energie şi putere a SEN a fost în continuă creştere:
- energia produsă în CHE a crescut ca pondere în acoperirea consumului intern al ţării pînă la valori de 35 - 36% [1]:

1998 18 798 (18.285*) GWh 34,83 (33,90*) %
1999 18 214 (17 781*) GWh 36,51 (35,64*) %
2000 ~14 700 (14 300*) GWh 29,4 (28,6 *) %

* numai energia produsă în centralele SC Hidroelectrica SA.

**OBSERVAŢIE.** Anul hidrologic 2000 a avut caracteristicile unui an secetos în toate bazinele hidrografice, cu excepţia Dunării.

- acoperirea zonei de vîrf a curbei de sarcină a fost realizată în toate perioadele de către centralele hidroelectrice.

Exemplificăm cu valorile realizate în 1999, an în care centralele hidroelectrice au participat cu puteri avînd ponderi între 32% şi 62% din puterea totală de vîrf, valoarea maximă înregistrată fiind de 4181 MW (64,31%).

e) Asigurarea serviciilor de sistem se realizează în cvasitotalitate de către centralele hidroelectrice:

- reglaj primar - la nivelul a 2,5% din puterea în funcţiune;
- reglaj secundar - circa 300 MW;
- rezervă turnantă - circa 300 MW;
- rezervă terţiară lentă - circa 250 MW;
- reglaj de tensiune - cu menţiunea că o parte din hidrogeneratoare pot funcţiona în regim de generator/compensator sincron cu absorbţie de energie reactivă.

f) Volumul construcţiilor hidrotehnice.

Infrastructura centralelor hidroelectrice aflate în administrarea SC Hidroelectrica SA cuprinde un mare volum de construcţii hidrotehnice:

- 85 baraje mari în sensul clasificării Comitetului Internaţional al Marilor Baraje (baraje cu înălţimea mai mare de 10 m ce realizează acumulări cu volum mai mare de 1 mil. $m^3$), din care opt baraje ce depăşesc înalţimea de 100 m;
- ~ 750 km de galerii subterane sub presiune cu un nivel liber;
- ~ 750 km canale de aducţiune şi fugă;
- ~ 610 km diguri de contur la acumulări cu retenţie permanentă;
- 143 baraje/prize de captări secundare;
- 129 clădiri de centrale hidroelectrice.

## 4. Perspectiva dezvoltării construcţiei de centrale hidroelectrice

La 1.01.2000 se aflau în execuţie un număr de 34 centrale hidroelectrice, două MHC şi o staţie de pompare cu scop energetic, însumînd, conform datelor proiectelor iniţiale, o putere de 956,7 MW şi o producţie de energie de 2395 GW/an. Cheltuielile de capital necesare finalizării acestor lucrări se ridică la valoarea de 2205 mil.$.

Se aflau de asemenea în execuţie o serie de lucrări pentru finalizarea unor centrale puse parţial în funcţiune (galerii şi captări secundare, aducerea la cotă a unor baraje, lucrări de protecţie a mediului etc.) în valoare de 221 mil.$, ce vor avea ca efect un spor de energie de circa 360 GWh/an.

Toate aceste lucrări se află în administrarea SC Hidroelectrica SA, iar finanţarea lor din fonduri proprii (resurse financiare de circa 60-70 mil./an) nu va putea conduce la finalizarea acestora decît în circa 30-40 ani.

În vederea adoptării unei strategii globale de abordare a execuţiei lucrărilor, în anii 1999-2000 a avut loc o analiză amplă a proiectelor iniţiale şi a stadiului execuţiei lucrărilor, avînd ca scop:

- ierarhizarea execuţiei lucrărilor în funcţie de stadiul de execuţie (valorile rămase de executat), resursele sigure de finanţare şi indicatorii economici ai acestora;
- reducerea valorii de investiţie prin optimizarea unor soluţii tehnice (reducerea înălţimii barajelor, reducerea diametrelor unor galerii etc.);
- eşalonarea execuţiei unor lucrări şi punerea cu prioritate în funcţiune a unor hidroagregate;
- renunţarea la execuţia unor lucrări şi închiderea şantierelor sau conservarea unor lucrări pentru reluare ulterioară (după 10-15 ani);
- analiza posibilităţii finanţării lucrărilor cu fonduri de capital privat.

Rezultatul analizei constituie strategia de execuţie de noi capacităţi pentru următorul deceniu, detaliată în [4], ce poate fi sintetizată astfel:

1. Terminarea lucrărilor la centralele în operare - puse parţial în funcţiune: 360 GWh/an/ 221 mil.$.

2. Finalizarea execuţiei şi punerea în funcţiune a unor centrale aflate într-un stadiu avansat de execuţie (CHE Rucăr, CHE Dragoslavele, CHE Cornetu, CHE Subcetate etc.): 184 MW/546 GWh/an/122 mil.$.

Finanţarea acestor lucrări se va face din fonduri proprii, cu finalizare şi punere în funcţiune în 4 - 5 ani.

3. Sistarea execuţiei lucrărilor unor amenajări pînă la găsirea soluţiei de finanţare (amenajarea Siriu-Surduc, amenajarea Olt defileu, amenajarea Bistriţa Borca-Poiana Teiului etc.): 431 MW/122 GWh/an/703 mil.$.

Finanţarea acestor lucrări se va asigura prin crearea de societăţi mixte sau concesiune de tip BOT, recuperarea investiţiei urmînd a se face prin vînzarea energiei prin contracte de tip PPA.

4. Renunţarea la execuţia unor centrale cu închiderea şantierelor (amenajarea Olt-Hoghiz, amenajarea Cerna Belareca etc.): 73 MW/177 GWh /an/245 mil.$.

Aceste centrale nu au o eficienţă economică acceptabilă şi nu au şanse de a fi finanţate.

Suplimentar opţiunii strategice prezentate mai sus este posibilă în deceniul următor şi începerea a două noi investiţii:

I. CHEAP Tarniţa-Lăpuşteşti 1000 MW.

Decizia începerii investiţiei va fi impusă de necesarul de servicii pentru sistemul energetic românesc şi cel al ţărilor vecine, legat şi de punerea probabilă în funcţiune a celei de a doua unităţi la CNE Cernavodă.

II. Amenajarea Tisa pe sectorul Săpînţa Teceu: 30 MW şi 154 GWh/an.

Decizia începerii lucrărilor poate fi luată în funcţie de interese legate de colaborarea cu Republica Ucraina.

## 5. Obiectivele strategice ale sectorului hidroenergetic în operare

Definirea obiectivelor strategice ale sectorului hidroenergetic în operare trebuie să se facă ţinînd seama de o serie de factori apăruţi o dată cu dezvoltarea sistemului sau de cerinţele impuse din exteriorul acestuia:

a) existenţa într-o serie de amenajări hidroenergetice/centrale a unor lucrări neterminate ce afectează performanţele energo-economice sau/şi starea de siguranţă;

b) echipamentele centralelor hidroelectrice în operare sunt de fabricaţie indigenă (cu excepţia celor de la CHE Vidraru, CHE Stejaru şi parţial CHE Porţile de Fier I, II şi CHE Ciunget).

O parte din acestea prezintă o serie de deficienţe de concepţie şi execuţie inerente.

Acestea afectează siguranţa generală a hidroagregatelor (vezi hidroagregatele cu turbine bulb amenajarea Olt Inferior, hidroagregatele CHE Retezat) sau numai a unor subansambluri ale acestora.

c) O parte din uvrajele hidrotehnice executate în special în perioada 1980-1990 prezintă grave deficienţe de execuţie, ce afectează grav starea de siguranţă (vezi etanşare baraj Gura Apelor, diguri de contur acumulări Lugaşu, Tileagd, Ostrovul Mare etc.).

Cheltuielile de refacere a lucrărilor avînd valori foarte mari pun sub semnul întrebării eficienţa economică a amenajării centralei.

Cauzele de la punctele a, b şi c determină indisponibilităţi permanente de putere de 424 MW pentru centralele din patrimoniul S.C.Hidroelectrica S.A.

d) Gradul redus de automatizare a centralelor şi fiabilitatea echipamentelor utilizate impiedică trecerea la exploatarea fără personal a centralelor.

e) Cerinţele impuse de conectarea sistemului energetic românesc la reţeaua europeană UCTE impun modernizări ale echipamentelor de reglaj (turaţie şi tensiune) şi chiar ale echipamentelor de protecţie şi automatizare într-un mare număr de centrale.

f) Participarea pe piaţa energiei impune condiţii speciale echipamentelor de măsură a energiei şi serviciilor de sistem.

g) Vîrsta echipamentelor hidromecanice şi electrice din centrale (6 hidroagregate au vîrsta mai mare de 35 de ani, 20 între 30 şi 35 de ani, 28 între 25 şi 30 de ani) determină o creştere continuă a volumului de lucrări de întreţinere şi reparaţii, iar în unele cazuri reabilitarea acestora.

Vîrsta echipamentelor, dar şi situaţiile de la punctele c) şi d) determină ca pentru centralele din patrimoniul S.C. Hidroelectrica S.A. să existe o putere medie în reparaţii planificate şi accidentale de 300-500 MW.

Premisele prezentate mai sus conturează principalele obiective strategice ale sectorului hidroenergetic în operare. Acestea sunt următoarele:

1. Terminarea lucrărilor de investiţii şi aducerea centralelor la starea de siguranţă şi performanţe energo-economice în conformitate cu proiectele iniţiale.

2. Reabilitarea (retehnologizarea) şi modernizarea unor hidroagregate.

Necesitatea lucrărilor va fi stabilită pe baza analizei stării tehnice şi comportării în exploatare, duratei de serviciu consumate şi "rezervei de viaţă" rămase.

Cu ocazia reabilitării (retehnologizării) se va realiza, acolo unde este posibil, şi creşterea nivelului performanţelor energo-economice (putere, randamente) şi a indicatorilor de fiabilitate la nivelul performanţelor realizate de instalaţii similare din străinătate.

3. Reabilitarea (refacerea) unor uvraje hidrotehnice "cu risc mărit de cedare" şi aducerea acestora la un grad de siguranţă corespunzător.

Se vor utiliza soluţii tehnologice moderne, care să garanteze reuşita acţiunii.

Acolo unde costurile lucrărilor de reabilitare sunt exagerate, înrăutăţind eficienţa economică a amenajării/centralei, se vor adopta soluţii cu reducerea parametrilor de funcţionare, care să garanteze un nivel de siguranţă acceptabil.

4. Creşterea gradului de siguranţă în funcţionarea centralelor prin modernizări punctuale (subansambluri cu fiabilitate scăzută, aparataj uzat fizic sau moral).

Măsurile se vor aplica eşalonat, începînd cu centralele/hidroagregatele importante pentru sistem.

5. Creşterea eficienţei în utilizarea potenţialului hidroenergetic al amenajărilor.

Obiectivul are în vedere măsuri şi acţiuni pentru creşterea stocului de apă utilizat în amenajările existente, optimizarea funcţionării centralelor atît la nivelul amenajărilor, cît şi al sistemului energetic.

6. Îndeplinirea condiţiilor impuse de conectarea sistemului energetic românesc la sistemul UCPTE prin modernizarea sistemelor de reglaj turaţie şi tensiune.

7. Valorificarea superioară a prestaţiei energetice realizate de centralele hidroelectrice pe piaţa liberă a energiei, atît pentru energie, cît şi pentru servicii de sistem.

Realizarea unui sistem propriu de măsură a energiei şi serviciilor de sistem, care să îndeplinească condiţiile de performanţă conform reglementărilor ANRE.

8. Generalizarea sistemului de mentenanţă predictivă şi optimizarea pe această cale a volumului de lucrări de întreţinere şi reparaţii.

9. Reducerea impactului amenajărilor hidroenergetice asupra factorilor de mediu prin executarea lucrărilor de corecţie sau reconstrucţie ecologică identificate în exploatarea curentă.

10. Introducerea, la nivelul sucursalelor de centrale, a unui sistem de management modern, cu componentele sale: managementul strategic, managementul organizării şi managementul resurselor umane.

## Concluzii

Hidroenergetica românească a cunoscut o dezvoltare continuă de-a lungul secolului XX, cu un vîrf al realizărilor în deceniile 7 şi 8.

România se situează astăzi, prin putere instalată şi producţie de energie realizată în hidrocentrale, pe locul 8 între ţările europene.

Sistemul hidroenergetic deţine o pondere importantă în balanţa de putere şi energie a sistemului energetic românesc, asigurînd acoperirea integrală a zonei de vîrf a graficului de sarcină şi furnizarea cvasitotalităţii serviciilor de sistem.

Menţinerea actualelor performanţe ale hidroenergeticii româneşti şi cu atît mai mult creşterea acestora la nivelul performanţelor din ţările cu hidroenergetică dezvoltată necesită un efort organizatoric şi financiar important, ce va trebui susţinut în deceniul următor.

**BIBLIOGRAFIE**


[1] *Raport tehnic de exploatare 1999* – S.C. Hidroelectrica S.A.

[2] Gheorghiescu, P. *Schiţă de strategie a dezvoltării sectorului hidroenergetic în perioada 1995-2005.* În: Energetica 44, 1996, nr. 1-A, p. 9

[3] Gheorghiescu, P., Moclinda, A. *Romania's hydropower on the brink of the next century.* Conferinţa Hydropower & Dams" Portoroz 1997

[4] Moclinda, A., Gheorghiescu, P., Bucuţa, R. *Romania 2000 – searching business opportunities in the existing "unfinished" hydropower schemes*



**Referent: prof. dr. ing. Valeriu Nistreanu – Facultatea de Energetică, UPB**

**(Primit la 17 noiembrie 2000, acceptat la 30 noiembrie 2000)**


## *Din energetica mondială*

**Siemens ne informează:**

### Siemens îşi extinde reţeaua internaţională de producţie a turbinelor cu gaze – investiţii totale planificate de 21 milioane EURO şi 200 de noi angajaţi la fabrica din Berlin

În următorii doi–trei ani, Siemens Power va dubla producţia anuală de turbine cu gaze la peste o sută de agregate, pentru a satisface cererile din întreaga lume. Pentru a asigura creşterea de capacitate planificată, compania va suplimenta şi numărul lucrătorilor din centrul de cercetare şi fabricaţie din Berlin. Pînă în septembrie 2001, Siemens/KWU va recruta în jur de două sute de noi angajaţi. Din totalul investiţiei de circa 21 milioane EURO (41 milioane DM) alocaţi pentru creşterea de capacitate, circa jumătate vor fi destinaţi achiziţiei de utilaje noi pentru fabrica din Berlin. În spatele creşterii numărului de cereri se află şi posibilitatea de a produce turbine cu gaze proiectate de Westinghouse, pentru piaţa în expansiune din America, nu numai în Hamilton Canada, ci şi în Berlin.

"Distribuirea producţiei pe ambele maluri ale Altanticului asigură flexibilitatea maximă pentru a reacţiona rapid la schimbările pieţei" a spus Norbert Konig, membru al Group Executive Management de la Siemens/KWU în Berlin, cu ocazia finalizării lucrărilor la prima turbină cu gaze tip WD501FD, după proiect Westinghouse, destinată producătorului independent de energie Ameren din Missouri – USA. Numai în Berlin, Siemens doreşte să-şi extindă în următorii trei ani capacitatea de producere la 45 ... 50 de turbine cu gaze anual. În anii 1999–2000 au fost produse aici circa 20 de agregate, iar pentru anul acesta a fost stabilită o producţie de 32 turbine cu gaze. Şase dintre acestea şi 18 rotoare vor fi realizate pe baza proiectelor entităţii Westinghouse (fossil power plant business) achiziţionată de Siemens/KWU în 1998.

În cadrul reţelei globale de producţie, fabrica din Berlin a devenit centrul de competenţă pentru dezvoltarea şi producerea turbinelor cu gaze de pînă la 260 MW, în principal pentru pieţele la 50 Hz ale Asiei şi Europei. Suplimentar producerii de turbine cu gaze tip W501, fabrica continuă să producă şi turbine proiectate de Siemens, de pînă la 170 MW, la 60 Hz, pentru piaţa mondială.

Siemens/KWU este una dintre cele mai mari companii producătoare de echipamente din sectorul energiei din lume. În anul fiscal 1999/2000, care s-a încheiat la 30 septembrie, Siemens/KWU a anunţat, ca date preliminare, vînzări de 8,3 miliarde EURO şi primirea de noi comenzi totalizînd 9,4 miliarde EURO. Cîştigurile brute ale companiei (înainte de scăderea dividendelor şi taxelor – EBIT) se cifrau în jurul valorii de 232 milioane EURO. La 30 septembrie 2000 Siemens/KWU dispuneau de circa 26900 angajaţi în întreaga lume.

Pentru informaţii suplimentare accesaţi: www.siemens.de/kwu/. ❐

# REEVALUAREA POTENȚIALULUI HIDROENERGETIC AL ROMÂNIEI

dr. ing. LUCIAN LEFTER*

*Articolul reanalizează potențialul hidroenergetic al României în ipoteza remodificării schemelor aprobate și executate sau în curs de execuție și evaluarea potențialului pentru restul de executat cu date hidrologice actualizate la nivelul anului 1995. Concluziile sunt clare și demonstrează că acest potențial este de circa 34 TWh/an în anul hidrologic mediu.*

*The article reviews the hydroelectric power potential of Romania in the view of remodifying the approved, executed or under execution diagrams and evaluating the potential for the part remaining to be executed by means of hydrological data updated at the level of the year 1995. The conclusions are clear and point out that this potential amounts to about 34 TWh/year during an average hydrological year.*

Descriptori: rețea hidrografică, regim hidrologic

## Introducere

Apa, unul din elementele indispensabile vieții, a fost utilizată de om încă din cele mai vechi timpuri și ca forță motrice, în instalații care ajutau la îndeplinirea diferitelor activități cu caracter gospodăresc (mori pentru măcinat grînele, gatere pentru tăiatul buștenilor etc.).

Utilizarea apei ca sursă de producere a curentului electric a apărut mult mai tîrziu, cam prin a doua jumătate a secolului trecut, cînd, în general, începe să se dezvolte industria și cînd începe să se facă simțită nevoia de energie.

La noi în țară, primele uzine hidroelectrice s-au realizat în secolul trecut și au fost uzine mici, echipate cu grupuri Francis (aduse de austrieci), cu randamente scăzute.

Perioada de avînt a valorificării potențialului hidroenergetic din țara noastră se situează între anii 1960–1980, cînd a intrat în funcțiune o serie de amenajări importante: Bistrița – Stejaru (210 MW în 1960–1962), Argeș – Vidraru (220 MW în 1966), Dunăre – Porțile de Fier I (1050 MW partea română, în 1970–1971), Lotru – Ciunget (510 MW în 1972–1975), Someșul Cald – Mărișelu (220 MW în 1977) și altele.

În deceniul următor s-a continuat cu amenajarea sectoarelor de rîu situate în aval de marile acumulări realizate sau a sectoarelor cuprinse între zone amenajate (Gogoșu pe Dunăre, Someșul Cald – Florești II pe Someșul Cald, sectoare în amonte și aval de Dăești – Zăvideni pe Olt etc.) și s-au inițiat scheme noi pe rîuri ca : Rîul Mare, Crișul Repede, Buzău, Siret etc.

Toate aceste amenajări au făcut ca la finele anului 1990 puterea total instalată în hidro să fie de circa 5730 MW.

După 1990, datorită situației politico-economice din țară, amenajările hidroenergetice practic au stagnat, în 10 ani intrînd în funcțiune circa 452 MW.

Lucrarea de față încearcă să determine potențialul hidroenergetic tehnic amenajabil, pe baza unor concepții noi de proiectare, adaptate la prezenta stare economică și la necesitățile actuale ale sistemului energetic național.

## 1. Rețeaua hidrografică din România – elemente caracteristice

### 1.1. Date fizico - geografice și morfometrice

În limitele de 237 500 km$^2$ ale teritoriului României se individualizează mai mult de 4000 de rîuri care au suprafața bazinului de recepție mai mare de 10 km$^2$.

Lungimea totală a acestor cursuri de apă este de peste 60 000 km.

În totalitatea sa, rețeaua hidrografică a României este tributară Mării Negre prin intermediul Dunării pentru cea mai mare parte a teritoriului țării și direct pentru zona estică a Dobrogei.

Dispoziția concentrică a principalelor forme de relief față de Munții Carpați face din aceștia cumpăna principală a apelor, compartimentată, datorită tectonicii, prin trei culoare importante : Someș, Mureș și Olt, care drenează cuveta internă a bazinului Transilvaniei spre zonele exterioare ale munților.

Referitor la elementele rețelei hidrografice se constată că în țara noastră predomină lungimea redusă a rîurilor. Predominarea rîurilor scurte este consecința directă a etajării verticale a reliefului, a climatului, a diferențierilor petrografice evidente și, îndeosebi, a configurației radiar – divergente a rețelei hidrografice. Astfel, pentru zonele montane și submontane, cu

* ISCE S.A.

energie mare de relief, roci cu permeabilitate redusă şi precipitaţii bogate, este caracteristică prezenţa unui număr mare de rîuleţe cu bazine reduse, spre deosebire de zonele de şes, unde există condiţii minime de formare a unor rîuri cu lungimi mai mari.

După lungimea pe teritoriul României, cele mai mari cursuri de apă sunt : Prutul şi Mureşul (716 km), Oltul (698 km), Siretul (592 km), Ialomiţa (414 km), Someşul (345 km), Jiul (348 km), Argeşul (339 km).

### 1.2. Regimul hidrologic

Prin regim hidrologic se înţelege totalitatea manifestărilor caracteristice apei (alimentare, scurgere lichidă, scurgere solidă, niveluri, debite, regim termic etc.) într-o anumită perioadă de timp, mai scurtă (1 an) sau mai lungă (multianuală).

Alimentarea rîurilor din ţara noastră se face din ploi, zăpezi, ape freatice. Ca urmare, rîurile la noi pot fi împărţite astfel: permanente, semipermanente şi temporare.

Rîurile semipermanente seacă în anii extrem de secetoşi sau chiar în perioada de iarnă, cînd rîul îngheaţă complet, desigur numai pe anumite sectoare (Bîrladul în cursul mijlociu şi superior, Rm. Sărat în cursul mijlociu, Călmăţui, Mostiştea, Vedea).

Rîurile temporare sunt cele care seacă în fiecare an în timpul verii sau iarna cînd îngheaţă complet, dar mai numeroase cu caracter temporar sunt rîurile cu un bazin hidro-grafic mic din zona muntoasă (10–15 km$^2$), colinară şi chiar de cîmpie, unde posibilităţile de acumulare a apelor subterane şi de cedare ulterioară a lor sunt foarte mici.

## 2. Potenţialul hidroenergetic teoretic

În România, problema valorificării în cadrul organizat a potenţialului energetic al cursurilor de apă s-a pus prin anii 1950-1960, cînd electrificarea întregii ţări constituia politică de stat.

Studiile de inventariere elaborate de ISPE şi mai apoi de Institutul de Studii şi Proiectări Hidroenergetice (ISPH), s-au făcut pe bază de recunoaşteri şi cercetări pe teren, măsurători şi studii hidrologice, ridicări topometrice şi studii geologice.

În cadrul lucrărilor de inventariere a resurselor hidroenergetice au fost studiate trei categorii de potenţiale teoretice (energia, respectiv puterea medie disponibilă a apelor, pentru randamentul de 100%), şi anume:

- potenţialul din precipitaţii;
- potenţialul de scurgere;
- potenţialul cursurilor de apă.

Primele două categorii de energie se manifestă pe întreaga suprafaţă a bazinului, fapt care a dus la denumirea lor de ''potenţiale hidroenergetice de suprafaţă'', spre deosebire de energia cursurilor de apă care este denumită ''potenţialul hidroenergetic liniar''.

### 2.1. Potenţialul hidroenergetic liniar

Potenţialul hidroenergetic inventariat pe o lungime totală a cursurilor de apă de circa 24 700 km (din care 1 245 km pe fluviul Dunărea) se ridică la 8000 MW, respectiv 70 000 GWh/an, pentru valori ale debitului mediu normal dintr-o perioadă de date hidrologice de minimum 30 de ani.

În tabelul 1 se dau, pe principalele bazine hidrografice, valori pentru potenţialul hidroenergetic liniar exprimat în unităţi de putere, respectiv energie, precum şi valori pentru potenţialul unitar maxim şi mediu.

*Tabelul 1*

| Denumire bazin hidrografic | Lungime curs ape inventariate L [km] | Potenţial unitar | | Potenţial total în anul mediu | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | maxim $p_{max}$[kW/km] | mediu $p_{med}$[kW/km] | P [MW] | E [GWh/an] |
| Tisa Superioară | 1010 | 2660 | 302 | 304 | 2663 |
| Someş (inclusiv Crasna) | 1950 | 1470 | 246 | 480 | 4205 |
| Crişuri (inclusiv Berătău) | 2234 | 890 | 126 | 280 | 2453 |
| Mureş | 3840 | 2410 | 280 | 1080 | 9461 |
| Timiş-Bîrzava-Bega | 842 | 1300 | 241 | 203 | 1778 |
| Caraş-Nera-Cerna-afluenţii Dunării între Nera şi Tr. Severin | 1113 | 1430 | 255 | 283 | 2479 |
| Jiu | 1290 | 2340 | 279 | 360 | 3154 |
| Olt | 2378 | 6610 | 395 | 940 | 8234 |
| Argeş | 1123 | 1130 | 314 | 353 | 3092 |
| Ialomiţa | 1153 | 2270 | 216 | 248 | 2172 |
| Siret | 5112 | 2650 | 248 | 1267 | 11099 |
| Prut (partea României)*) | 1394 | 430 | 40 | 56 | 491 |
| **Total (rotund)** | **23439** | **6610** | **250** | **5854** | **51281** |
| Dunărea (partea României)*) | 1245 | 81800 | 3000 | 2096 | 18361 |
| **Total general** | **24684** | **81800** | **325** | **7950** | **69642** |

*) Puterile unitare corespund potenţialului teoretic liniar total.

#### *2.1.1. Potenţialul liniar al cursurilor de apă interioare*

Examinînd valorile prezentate în tabelul 1 se constată că bazinele hidrografice cu un potenţial total şi unitar ridicat, exceptînd Dunărea, sunt: Siret, Mureş şi Olt.

Studiile de inventariere a potenţialului hidroenergetic, elaborate de institutele de specialitate, oferă o serie de date referitoare la:

- repartiţia zonală a potenţialului în funcţie de altitudine, la nivelul întregii ţări;

- clasarea potențialului liniar după valorile potențialului unitar;

- evidențierea bazinelor hidrografice și a sectoarelor de rîu din cadrul acestora, cu un potențial specific (unitar) ridicat.

Potrivit acestor studii, zona de munte, datorită debitelor abundente și pantelor ridicate ale cursurilor de apă, totalizează aproximativ 80 % din potențialul total al rîurilor interioare (fără Dunăre) ale țării.

În zonele de deal și de șes au un potențial liniar important (peste 500 kW/km) numai rîurile care transportă debitele însemnate provenite din zona de munte, și anume: Oltul, Mureșul, Someșul și Siretul.

Clasarea, după puterile unitare, a potențialului liniar inventariat pe cursurile de apă interioare arată ca în tabelul 2.

*Tabelul 2*

| Limitele puterilor unitare (specifice), p[kW/km], | Lungimea cursurilor de apă Inventariate, L | | Potențialul liniar în anul mediu, P | |
|---|---|---|---|---|
| | Total [km] | Procente din total [%] | Total [MW] | Procente din total [%] |
| sub 200 | 14 560 | 62 | 1 140 | 19 |
| 200...500 | 5 460 | 23 | 1 780 | 30 |
| 500...1000 | 2 440 | 11 | 1 620 | 28 |
| peste 1000 | 990 | 4 | 1 320 | 23 |
| **Total (rotund)** | **23 500** | **100** | **5 900** | **100** |

Sectoarele cu potențial specific de peste 500 kW/km, care prezintă interes pentru amenajările hidroenergetice, însumează o lungime de circa 3400 km și o putere medie de circa 3000 MW, reprezentînd 15% din lungimea totală a cursurilor de ape inventariate și 51% din puterea medie totală.

### *2.1.2. Potențialul liniar al fluviului Dunărea*

Potențialul liniar al Dunării corespunzător debitului mediu normal – partea României – a fost evaluat la 2100 MW, respectiv 18 400 GWh/an. Aceste valori reprezintă circa 26 % din potențialul liniar total al României.

Repartiția potențialului liniar al Dunării Inferioare (în aval de confluența cu R. Nera – Marea Neagră), pe sectoare teritoriale, poate fi urmărită în tabelul 3.

*Tabelul 3*

| Nr. cr. | Sectorul | Lungime sector, L [km] | Potențial unitar | | Potențial total în anul mediu | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | maxim $p_{max}$[kW/km] | mediu $p_{med}$[kW/km] | P [MW] | E [GWh/an] |
| 1 | Româno-iugoslav | 229 | 21 500 | 8 000 | 911 | 7 980 |
| 2 | Româno-bulgar | 471 | 5 560 | 2 700 | 637 | 5 580 |
| 3 | Român (inclusiv brațele Sulina și Sf.Gheorghe) | 400 | 2 040 | 1 170 | 468 | 4 100 |
| 4 | Româno-ucrainian | 145 | 1 210 | 1 100 | 80 | 701 |
| **Total Dunărea inferioară** | | **1 245** | **21 500** | **3 000** | **2 096** | **18 361** |

## 3. Potențialul hidroenergetic tehnic amenajabil

Potențialul hidroenergetic al țării, preocupare permanentă a prof. dr. ing. Dorin Pavel, apare sub o formă sau alta (teoretic sau tehnic amenajabil) în mai toate lucrările publicate între anii 1930-1970.

În tabelul 4, extras din [3], se prezintă potențialul tehnic amenajabil defalcat de autori pe zone funcționale și categorii de importanță economică, stabilite prin criteriul cel mai uzual la acea dată, și anume, ''termenul de recuperare'' a investiției necesare realizării unei scheme hidroenergetice.

*Tabelul 4*

| Uzina hidroelectrică | Categoria* | Număr uzine | $P_i$ | $E_m$ | $T = \frac{\sum E}{\sum P_i}$ (h/an) |
|---|---|---|---|---|---|
| De vîrf | I | 10 | 1 117 | 2 235 | 2 001 |
| | II | 10 | 439 | 953 | 2 171 |
| | III | 111 | 894 | 2 772 | 3 101 |
| Semivîrf și bază | IV | 42 | 740 | 3 088 | 4 173 |
| | V | 487 | 2 930 | 14 202 | 4 847 |
| Cota Uz. de pe Dunăre | VI | 4 | 2 770 | 10 770 | 3 888 |
| **TOTAL** | - | **664** | **8 890** | **34 020** | **3 827** |

*Categoriile I, IV și VI: excepțional de economice Tr = 3....5 ani
Categoriile II și V: normal de economice Tr = 6....10 ani
Categoria III: mediocre din punct de vedere economic Tr > 10 ani.

Din tabelul 4 se constată că, după estimările făcute de prof. Dorin Pavel, potențialul tehnic amenajabil se ridică la circa 34 TWh/an, din care circa 23,3 TWh/an (68,5 %) pe rîurile interioare ale țării, iar restul de circa 10,7 TWh/an pe fluviul Dunărea.

Ca potențial deosebit de avantajos de amenajat este selectat potențialul de pe Dunăre și circa 5,3 TWh/an pe rîurile interioare, adică un total de circa 16 TWh/an, reprezentînd 47 %. Diferența pînă la 34 TWh/an este formată din categoriile normal de economice, circa 15,2 TWh/an – reprezentînd 45 % din total, și mediocre, circa 2,8 TWh/an– reprezentînd 8 %.

Inventarierile ulterioare, făcute în cadrul Institutului de Studii și Proiectări Hidroenergetice - ISPH București, au condus la valori ale potențialului tehnic amenajabil ceva mai mari, studiul elaborat în 1998 menționînd aproximativ 36,5 TWh/an (fără micropotențialul evaluat la circa 4 TWh/an). Din acest potențial, circa 11,6 TWh/an revin Dunării, iar rîurilor interioare circa 24,9 TWh/an, amenajabil în proporție de circa 96% (35,1 TWh/an) în centrale cu puteri instalate mai mari de 3,6 MW.

Schemele de amenajare reţinute în inventarierea din 1988 urmăreau valorificarea potenţialului la cote ridicate, fiind bazate pe concentrări de căderi şi debite, realizabile prin lucrări de derivare a cursurilor de apă şi pe instalarea în centrale a unor debite care depăşeau de 3-4 ori debitele modul din secţiunile amenajate, chiar şi în cazul schemelor cu lacuri mici de acumulare, cu un grad de regularizare cel mult zilnic-săptămînal.

În vederea amenajării potenţialului hidroenergetic cu costuri cît mai reduse, este necesar să se reconsidere schemele anterioare şi să se întocmească scheme bazate pe principii noi de proiectare, cum ar fi:

- amenajarea cursurilor de apă în bazin propriu;
- eliminarea transferului de stocuri de apă prin derivaţii lungi între bazine;
- reducerea capacităţii lacurilor de acumulare la volumul justificat de folosinţa energetică, rezultat din mărimea stocului disponibil coroborat cu posibilităţile de realizare a lacului respectiv;
- dimensionarea centralelor hidroelectrice conform cerinţelor sistemului energetic naţional, care în prezent se confruntă cu un excedent de putere instalată;
- adoptarea debitului instalat în concordanţă cu mărimea debitului din secţiune şi cu gradul de regularizare pe care-l poate (pot) asigura lacul (lacurile) de acumulare aferent (aferente) centralei din schema respectivă (coeficientul de instalare: $K_i = Q_i/Q_m \leq 2$).

Adoptarea schemelor de amenajare la principiile menţionate, conduce la obţinerea valorilor potenţialului care mai poate fi tehnic amenajat (rămîne de văzut cît din acesta este şi economic) în ţara noastră (tabelul 5).

Dacă la potenţialul din tabelul 5 se adaugă potenţialul existent la 31.XII.1997, potenţialul în curs de execuţie, precum şi cel aprobat prin Ordinul 1521/1998, se poate afla valoarea totală a potenţialului hidroenergetic tehnic amenajabil (tabelul 6).

*Tabelul 5*

| Nr.. crt. | Bazinul hidrografic | Puterea instalată [MW] | Producţia medie anuală de energie - $E_m$ [GWh/an] | Durata de utilizare a puterii instalate $T = E_m/P_i$ [ore/an] |
|---|---|---|---|---|
| 1 | Tisa - Someş | 490,6 | 1553,7 | 3.170 |
| 2 | Crişuri | 145,1 | 471,4 | 3.250 |
| 3 | Mureş*) | 430,2 | 1.213,7 | 2.820 |
| 4 | Timiş-Bîrzava-Nera | 161,1 | 522,0 | 3.240 |
| 5 | Cerna-Jiu | 303,6 | 945,2 | 3.110 |
| 6 | Olt | 61,7 | 227,6 | 3.690 |
| 7 | Argeş | 226,2 | 750,5 | 3.320 |
| 8 | Ialomiţa | 69,4 | 299,0 | 4.310 |
| 9 | Siret | 621,4 | 1.783,1 | 2.870 |
| 10 | Prut | 38,9 | 131,8 | 3.390 |
| | TOTAL rîuri interioare | 2.548,2 | 7.898,0 | 3.100 |
| 11 | Dunărea | 1.202,3 | 4.655,8 | 3.870 |
| 12 | Micropotenţial**) | 551,7 | 2.261,8 | 4.100 |
| | **TOTAL GENERAL** | **4.302,2** | **14.815,6** | **3.440** |

*) Nu include sectorul Uioara-Nădlac de pe rîul Mureş, puţin interesant din punct de vedere energetic, dar care necesită lucrări serioase de protecţie împotriva inundaţiilor; schemele energetice de pe acest sector depind de modul în care "Apele" vor soluţiona protecţia zonelor limitrofe.

**) Micropotenţialul aparţine rîurilor interioare şi se poate obţine prin amenajarea cursurilor de apă cu un potenţial specific de pînă la 200 kW/km.

Valoarea totală a potenţialului tehnic amenajabil al ţării, stabilită pe baza principiilor enumerate mai sus, se ridică la 34,5 TWh/an ( tabelul 6).

De remarcat că această valoare se apropie foarte mult de potenţialul hidroenergetic al ţării – circa 34 TWh/an (tabelul 4) – anunţat de prof. Dorin Pavel, pe baza cercetărilor şi studiilor întreprinse de domnia sa şi colaboratorii săi (majoritatea formaţi de eminentul profesor).

*Tabelul 6*

| Nr. crt | Bazinul hidrografic | Potenţial existent şi aprobat | | | Rest de amenajat | | | Total potenţial | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | $P_i$ [MW] | $E_m$ [GWh/an] | % din $E_{m\,tot}$ | $P_i$ [MW] | $E_m$ [GWh/an] | % din $E_{m\,tot}$ | $P_{i\,tot}$ [MW] | $E_{m\,tot}$ [GWh/an] | T [ore/an] |
| 1 | Tisa-Someş | 340,6 | 648,9 | 29,5 | 490,6 | 1553,7 | 70,5 | 831,2 | 2202,6 | 2650 |
| 2 | Crişuri | 221,9 | 454,9 | 49,1 | 145,1 | 471,4 | 50,9 | 367,0 | 926,3 | 2520 |
| 3 | Mureş | 905,3 | 1702,3 | 58,4 | 430,2 | 1213,7 | 41,6 | 1335,5 | 2916,0 | 2180 |
| 4 | Timiş-Bîrzava-Nera | 267,4 | 602,4 | 53,6 | 161,1 | 522,0 | 46,4 | 428,5 | 1124,4 | 2620 |
| 5 | Cerna - Jiu | 295,4 | 733,1 | 43,7 | 303,6 | 945,2 | 56,3 | 599,0 | 1678,3 | 2800 |
| 6 | Olt | 1772,2 | 4227,1 | 94,9 | 61,7 | 227,6 | 5,1 | 1833,9 | 4454,7 | 2430 |
| 7 | Argeş | 550,8 | 1065,6 | 58,7 | 226,2 | 750,5 | 41,3 | 777,0 | 1816,1 | 2340 |
| 8 | Ialomiţa | 91,6 | 259,6 | 46,5 | 69,4 | 299,0 | 53,5 | 161,0 | 558,5 | 3470 |
| 9 | Siret | 982,4 | 2502,3 | 58,4 | 621,4 | 1783,1 | 41,6 | 1603,8 | 4285,4 | 2670 |
| 10 | Prut | 15,0 | 65,0 | 33,0 | 38,9 | 131,8 | 67,0 | 53,9 | 196,8 | 3650 |
| | **Total rîuri interioare** | **5442,6** | **12261,1** | **60,8** | **2548,2** | **7898,0** | **39,2** | **7990,8** | **20159,1** | **2520** |
| 11 | Dunărea | 1420,0 | 6903,0 | 59,7 | 1202,3 | 4655,8 | 40,3 | 2622,3 | 11558,8 | 4410 |
| 12 | Micropotenţial | 205,6 | 682,0 | 23,2 | 551,7 | 2261,8 | 76,8 | 757,3 | 2943,8 | 3890 |
| | **Total general** | **7068,2** | **19690,1** | **57,1** | **4302,2** | **14815,6** | **42,9** | **11370,4** | **34505,7** | **3030** |

## Concluzii

• Pentru viitoarele scheme de amenajări hidroenergetice nu se mai justifică soluţii cu derivaţii lungi între bazine.

• Schemele hidroenergetice viitoare vor trebui să aibă în lacurile de acumulare volume de apă justificate pe folosinţe.

• Amenajarea cursurilor de apă să se facă în bazin propriu.

• Centralele hidroelectrice să fie dimensionate pentru un număr de ore de funcţionare de minimum 3200 ore/an.

• Debitul instalat să fie în concordanţă cu mărimea debitului din secţiune şi cu gradul de regularizare pe care-l poate asigura lacul de acumulare aferent.

**BIBLIOGRAFIE**


[1] * * * *Rîurile României*, Monografie I.M.H. Bucureşti, 1971

[2] Mihăilescu, V. *Geografia fizică a României*, Ed. Ştiinţifică, Bucureşti, 1969

[3] Pavel, D., Zanea, Şt. *Turbine hidraulice şi echipamente hidroenergetice*, 1965.

[4] Pavel, D., Zanea, Şt. *Arhitectura apelor*, Ed. Eminescu, Bucureşti , 1976.



La elaborarea lucrării de faţă au fost utilizate şi alte studii din arhiva ISPH S.A.

**Referent: dr. ing. Dorin Pascu – ISPH S.A.**

**Primit la 16 noiembrie 2000, acceptat la 30 noiembrie 2000)**


## *Informaţii*

**THE CENTER FOR PROFESSIONAL ADVACEMENT**

Adresa: Oudezijds Voorburgwal 316A
1012 GM Amsterdam, The Netherlands
Phone + 31/20/638.28.06
FAX + 31/20/620.21.36

U.S.A. Address
BOX 1052
East Brunswick, New Jersey 08816-1052
Phone + 1/732.238.1600
FAX + 1/732.238.9113
**www.cfpa.com**

ne informează că organizează cursuri pentru perfecţionarea personalului în următoarele domenii şi la următoarele date:

1. *Proiectarea, analiza şi fabricarea conductelor pentru fluide*
   26 – 28 febr. 2001 – la Amsterdam
   Taxele pentru cursuri: 1.720 USD

2. *Sisteme de siguranţă a întreprinderilor: concepţii, proiectare şi implementare*
   7 – 9 martie 2001 la Amsterdam
   Taxele pentru cursuri: 1.745 USD

3. *Producerea de energie electrice: turbine cu gaze, centrale electrice cu abur, cogenerare, cicluri combinate*
   19 – 21 martie 2001 la Amsterdam
   Taxele pentru cursuri: 1.695 USD

4. *Schimbătoare de căldură: proiectare, performanţe pentru procese industriale*
   19 – 23 martie 2001 la Amsterdam
   Taxele pt. 4 zile – 2075 USD
   Taxele pt. 5 zile – 2355 USD

5. *Sisteme de control al cazanelor şi conducere a arderii*
   26 – 29 martie 2001 la Amsterdam
   Taxele pentru cursuri: 2.105 USD

Cei interesaţi pot obţine amănunte la adresa mai sus indicată.

# REGLEMENTĂRI NECESARE PENTRU VALORIFICAREA EFICIENTĂ A RESURSELOR ŞI SERVICIILOR CARE SE POT OBŢINE PRIN AMENAJĂRILE HIDROTEHNICE COMPLEXE ÎN EXPLOATARE, ÎN EXECUŢIE ŞI RESTUL DE POTENŢIAL DISPONIBIL A FI FOLOSIT

**dr. ing. GHEORGHE LUCA, ing. NICULAE RADU***

*După ce se prezintă sintetic gradul de folosire a acestor resurse pe plan mondial şi stadiul folosirii acestora în ţara noastră se analizează cauzele care influenţează stagnarea care s-a produs după 1989 şi continuă şi în prezent în acest domeniu.*

*Reglementările promovate în ultimii ani (Legea 107/1996 – Legea apelor şi Ordonanţa 63/1998 – Legea energiei) au creat premisele pentru realizarea unor reglementări secundare, care vor permite depăşirea stagnării actuale. Probabil că vor fi necesare şi completări la celor două legi arătate mai sus.*

*În cadrul comunicării se prezintă mai detaliat metodologia de reglementare a eficienţei tehnico-economice a amenajărilor hidrotehnice complexe cu folosinţe multiple, aflată în stadiu înaintat de promovare (redactarea a II-a).*

*Această reglementare secundară împreună cu altele similare (metodologia prevăzută în Legea 107/1996 pentru preţurile serviciilor de gospodărire a apelor, reglementările emise de ANRE) vor crea condiţiile de accelerare a valorificării potenţialului complex al apelor, pentru a se putea ajunge în următoarele decenii la gradul de folosire a acestor resurse pe plan mondial.*

*After synthetically presenting the degree of utilizing the resources at the inter national level and the stage of their utilization in our country, the causes that influenced stagnation after 1989 continuing up to the present moment in this field are analysed.*

*The regulations that have been lately promoted (Law no. 107/96, Water Law and Ordinance 63/98 – Energy Law) have created the prerequisites necessary for the development of secondary regulations to surpass the stage of existing stagnation. It is possible that the abovmentioned laws be completed.*

*During the meeting the methodology for the regulation of the technical and economic efficiency of the complex hydroelectric power plants with multiple utilization in an advanced stage of promotion (second drafting) are presented in detail.*

*This secondary regulation together with other similar ones (the methodology in the law 107/96 relating to the prices of the services for water management, ANRE regulations) will create the conditions for accelerating the turn to better use of the water complex potential in order to reach, within the decades to follow, the level these resources are utilized at the international level.*

Descriptori: valorificarea folosinţelor amenajărilor hidrotehnice complexe

## Introducere

Pe plan mondial potenţialul hidraulic complex al rîurilor este folosit aproape la maximum în ţările economic dezvoltate şi în plină desfăşurare de valorificare în ţările în curs de dezvoltare. Aceasta dovedeşte că eficienţa economică a acestor obiective, de obicei de mare anvergură, a fost dovedită atît la promovarea şi finanţarea lor, cît şi în exploatare. În ultimii ani, la realizarea acestor amenajări hidrotehnice complexe participă din ce în ce mai mult capitalul privat, ceea ce dovedeşte că eficienţa economică a acestora este corespunzătoare şi atractivă.

În ţara noastră aceste amenajări, de mai mică anvergură, au început să fie realizate încă de la sfîrşitul secolului trecut şi începutul celui actual. Ritmul realizării lor a fost relativ modest, oglindit în valorificarea potenţialului hidroenergetic în proporţie de 0,4 % la nivelul anului 1945.

După 1945, ţinînd seama şi de practica mondială, în ţara noastră s-a realizat, în perioada 1945 – 1990, un mare număr de amenajări hidrotehnice, oglindit în creşterea accelerată a gradului de valorificare a potenţialului hidroenergetic, care a depăşit 40 % din potenţialul tehnic amenajabil (40 TWh/an).

Amenajările hidrotehnice au fost realizate, în perioada arătată mai sus, în principal prin fostul Minister al Energiei Electrice şi prin fostul Comitet Naţional al Apelor şi sunt amenajări cu caracter complex, destinate a satisface toate folosinţele de apă din zonă şi alte servicii. Una din folosinţe a reprezentat-o hidroenergetica.

Aceste amenajări s-au realizat din fondul de investiţii centralizat de stat în cele două departamente arătate mai sus şi sunt exploatate în prezent de către Hidroelectrica S.A. şi Ccompania Naţională Apele Române – C.N.A.R.

* S.C. I.S.P.H.-S.A. Bucureşti

Deşi prin documentele de aprobare a unora din aceste amenajări în exploatare au fost precizate principalele folosinţe satisfăcute şi modalităţile de participare a acestora la cheltuielile de investiţii şi exploatare, în perioada trecută şi în prezent, amenajările sunt practic în întregime în patrimoniul uneia din cele două companii, iar cheltuielile de exploatare sunt suportate de folosinţa hidroenergetică la Hidroelectrica S.A. şi de folosinţa apelor la C.N.A.R.; mai sunt şi excepţii, dar nesemnificative valoric.

Aceeaşi situaţie există la zecile de amenajări care se găseau în plină execuţie în decembrie 1989 şi la care s-a continuat execuţia în ritmuri foarte lente, fără a fi finalizate decît în foarte mică măsură şi doar parţial.

Pentru exemplificare, în cadrul anexei 1 se prezintă schema generală a principalelor unităţi producătoare de energie electrică (termo şi hidro), din care rezultă clar anomaliile grave în problemele economice din domeniul energiei electrice. Acestea au dus la o situaţie deosebit de grea, în special la Hidroelectrica S.A., pentru continuarea execuţiei la cele 31 de amenajări denumite hidroenergetice, în fapt hidrotehnice complexe. La aceste amenajări restul beneficiarilor de folosinţe neenergetice s-au retras şi realizarea acestora numai prin fondul de dezvoltare al energiei electrice nu este practic posibilă.

În ţara noastră, nici pînă în prezent nu există o reglementare la nivel naţional a metodologiei de calcul al eficienţei tehnico-economice pentru aceste amenajări hidrotehnice complexe cu folosinţe multiple. În cadrul proiectelor acestor amenajări sunt evidenţiate toate folosinţele şi serviciile satisfăcute, dar ele nu sunt cuantificate economic în mod detaliat.

Pe plan mondial este reglementată această problemă. Exemplificăm prin reglementarea din S.U.A. în care folosinţa hidroenergetică este concesionată de către proprietarul amenajării (statul) şi reglementarea din fosta Cehoslovacie, unde numai centralele hidroelectrice aparţineau Ministerului Energiei, iar apa o cumpărau de la proprietarul amenajării.

## 1. Prevederi ale legilor în vigoare în domeniul amenajărilor hidrotehnice şi modul de aplicare

În ultimii ani (după 1995) în acest domeniu a apărut Legea Apelor (107/1996) [1] şi Ordonanţa de urgenţă nr.63/1998 şi deci ar fi create condiţiile de reglementare.

Astfel, în cadrul Legii 107/1996, în capitolul II secţiunea a 3-a art. 34, se precizează sarcinile agenţilor economici din zona amenajărilor hidrotehnice, iar capitolul V tratează mecanismul economic în domeniul apelor. Acest mecanism economic are la bază principiul **beneficiarul plăteşte**.

Metodologia de fundamentare a sistemului de plăţi în domeniul apelor, precum şi procedura de elaborare a acestora se stabilesc de MAPPM cu avizul Ministerului Finanţelor, art. 80 (3). Această metodologie este în curs de avizare la MF, iar hotărîrea de guvern în curs de pregătire.

Deci din acest punct de vedere nu sunt create încă condiţii de aplicare a acestei legi în domeniul amenajărilor hidrotehnice.

În Ordonanţa de urgenţă privind energia electrică şi termică nr. 63/1998 la art. 43 cap.VI sunt prevederi privind livrarea apei, alte servicii de gospodărire a apei şi încasarea acestora de către societăţile comerciale cu activitate de producere a energiei hidroelectrice. Din păcate, aceste prevederi sunt în contradicţie cu cele din Legea apelor (cap.V), care autorizează C.N.A.R. să încaseze aceste folosinţe şi serviciile de gospodărire a apei. Probabil că la transformarea acestei ordonanţe în lege se va înlătura această contradicţie.

## 2. Metodologia pentru reglementarea eficienţei tehnico-economice a amenajărilor hidrotehnice complexe cu folosinţe multiple

Aşa cum s-a arătat mai sus, deşi se dispune de cele două legi arătate la pct.1, la amenajările hidrotehnice complexe în exploatare şi în execuţie, cheltuielile sunt încă suportate de o singură folosinţă: hidroenergetică la obiectivele Hidroelectrica S.A. şi apa la obiectivele C.N.A.R.

În vederea înlăturării acestei grave anomalii, prin insistenţele unuia dintre autori s-a introdus în anul 1999 în planul de reglementări tehnice MLPAT elaborarea acestei metodologii, care reprezintă un instrument ce va permite aplicarea prevederilor legale în vigoare arătate la pct.1.*

În continuare se prezintă sintetic conţinutul acestei metodologii.

În primul capitol se enumeră toate folosinţele şi serviciile asigurate de aceste amenajări: captarea şi regularizarea debitelor naturale, servicii în sistemul de gospodărie a apelor, alte servicii în zonă şi hidroenergetica. Se subliniază faptul că prin aceste amenajări se asigură folosirea raţională a resurselor de apă şi se realizează un optim la nivelul economiei naţionale.

Principiile de bază ale acestei metodologii sunt următoarele :

- cheltuielile de investiţii pentru realizarea amenajărilor hidrotehnice şi de exploatare trebuie suportate de toate folosinţele şi serviciile asigurate;

* în prezent această metodologie a fost elaborată sub forma redactării II şi depusă la MLPAT pentru a fi aprobată.

- la amenajările hidrotehnice în exploatare toate folosinţele şi serviciile asigurate trebuie livrate numai contra plată, pe bază de contracte;

- prin această metodologie se urmăreşte crearea unui mecanism economic în condiţiile economiei de piaţă, prin care să se asigure formarea fondurilor de dezvoltare, care să permită finanţarea realizării amenajărilor în curs de execuţie şi promovarea de noi amenajări;

- atragerea capitalului privat naţional, inclusiv cel al populaţiei şi internaţional la realizarea acestor obiective.

În capitolul 2 se detaliază datele tehnice şi economice, care trebuie cuprinse în documentaţiile tehnice ale acestor amenajări pentru toate folosinţele şi serviciile asigurate. Documentaţiile tehnice se întocmesc conform normativelor în vigoare, în special cele emise de MAPPM. Cu aceste date se fundamentează împărţirea cheltuielilor pe toate folosinţele şi serviciile asigurate, iar pe baza acestei împărţiri se încheie şi contractele de livrare a documentaţiilor către beneficiarii în cauză.

În capitolul 3 se prezintă propuneri de repartizare a cheltuielilor de investiţii şi exploatare pe folosinţele şi serviciile asigurate. Acestea sunt cuprinse în cadrul documentaţiilor tehnice de promovare a realizării de noi amenajări hidrotehnice şi studiilor speciale pentru amenajările hidrotehnice în exploatare şi în curs de execuţie. La întocmirea acestor documentaţii se folosesc şi datele din [3-5].

În capitolul 4 se prezintă modul de valorificare a folosinţelor şi serviciilor asigurate de amenajările hidrotehnice complexe. Această valorificare are la bază principiul **beneficiarul plăteşte**, cuprins în Legea Apelor (107/1996) cap.V art.80 (4).

Încasarea contravalorii acestor folosinţe şi servicii de către administratorii amenajărilor se face pe bază de contracte bilaterale cu beneficiarii în cauză. În cazul în care administratorii amenajărilor sunt din afara sistemului de gospodărire a apelor, cazul celor din Hidroelectrica S.A., valorificarea serviciilor de gospodărire a apelor se face de către organele abilitate ale C.N.A.R., dar acestea vor contracta cu administratorii respectivi compensarea cheltuielilor de exploatare a cotei părţi din amenajarea aferentă acestor folosinţe şi servicii. Aceasta se datorează faptului că C.N.A.R. asigură funcţia de operator comercial în domeniul gospodăririi apelor [Legea 107/1996 art.8 (3) şi HGR 981/1998 art.7 (14) şi 7 (24)].

În capitolul 5 se prezintă modul de evaluare a eficienţei tehnico-economice a amenajărilor hidrotehnice complexe. Aceasta se exprimă prin valoarea B/C (beneficiu cost)/ΣV/ΣC şi valoarea ratei profitului $e = \frac{\Sigma V - \Sigma C}{I}$, în care:

ΣV sunt veniturile brute realizate din valorificarea tuturor folosinţelor şi serviciilor asigurate în cursul unui an în preţuri la zi; în cadrul acestor venituri vor fi incluse anumite taxe care merg la bugetul de stat (exemplu taxe pentru dezvoltare SEN la energia hidro) şi redevenţele pentru concesionările amenajărilor ca proprietate publică;

ΣC – cheltuieli de exploatare (producţie) anuale pentru întreaga amenajare hidrotehnică care se găseşte în administrarea societăţii comerciale în cauză (Hidroelectrica S.A., sau C.N.A.R. prin filialele sale) în preţuri la zi;

I–valoarea investiţiei pentru realizarea amenajării hidrotehnice complexe evaluată în preţuri la zi.

Se mai pot prezenta şi alţi indicatori specifici amenajării respective. Pentru obiectivele care se vor propune pentru cooperare internaţională se vor prezenta şi alţi indicatori din metodologia internaţională (de exemplu IRR – Internal Rate of Return, ROI – Return on Investment).

În cadrul acestui capitol se dau clarificări asupra modului de calcul al venitului brut pentru diferite folosinţe şi servicii, folosind şi reglementările în vigoare. Ca bază va fi metodologia MAPPM în curs de aprobare arătată la pct. 21 pentru folosinţele şi serviciile din sistemul de gospodărire a apelor.

Pentru veniturile brute din folosinţa hidroenergetică urmează a se folosi tarifele reglementate de ANRE, care deocamdată au ca bază cheltuielile efective realizate la hidrocentralele în exploatare, fără a fi avute în vedere elemente ale economiei de piaţă în curs de formare.

Metodologia reprezintă o reglementare secundară şi a fost realizată cu aportul autorilor acestei lucrări.

## Concluzii

Faţă de cele arătate mai sus se impun următoarele concluzii :

1. Cu tot efortul depus în ultima perioadă (după 1945) potenţialul hidraulic complex al rîurilor din ţara noastră este folosit în prezent în proporţie de circa 50 % faţă de gradul de folosire realizat în ţările economic dezvoltate. Exprimat prin gradul de folosire a potenţialului hidroenergetic, la noi a depăşit 40 % faţă de 80-90 % realizat în ţările economic dezvoltate. Aceasta face ca importul de resurse energetice primare să fie relativ mare, iar pagubele din inundaţii să aibă valori ridicate.

2. Lipsa unor reglementări în domeniul amenajărilor hidrotehnice complexe pînă în 1996 şi imposibilitatea aplicării celor în vigoare (Legea 107/1996 şi OUG 63/1998) au dus la nerealizarea în ritmuri normale a amenajărilor hidrotehnice în curs de execuţie în decembrie 1989, cu consecinţe negative

pentru economia națională. Numai în cadrul Hidroelectrica S.A. sunt 31 de astfel de obiective.

3. Legile în vigoare (Legea 107/1996 şi OUG 63/1998) au creat condiţiile de reglementare a problemelor cu care se confruntă amenajările hidrotehnice în exploatare şi cele în curs de execuţie, dar din păcate ele nu s-au putut aplica pînă în prezent din cauza neaprobării încă a metodologiei de fundamentare a sistemului de plăţi în domeniul apelor, precum şi a procedurii de elaborare a acestora [art.70 (3)]. Mai este necesară şi înlăturarea contradicţiei dintre cele două legi.

4. Pentru pregătirea condiţiilor de aplicare a legilor în vigoare, s-a întocmit, în cadrul planului de reglementări tehnice a MLPAT, metodologia pentru reglementarea eficienţei tehnico-economice a amenajărilor hidrotehnice complexe cu folosinţe multiple. Scopul acestei metodologii este de a preciza datele tehnico- economice pe care trebuie să le conţină documentaţiile tehnice şi economice ale acestor amenajări şi care să permită evaluarea corectă a eficienţei tehnico-economice în condiţiile economice actuale (economia de piaţă în curs de formare) şi încasarea, pe bază de contracte, a folosinţelor şi serviciilor asigurate de amenajările hidrotehnice în exploatare.

5. În cadrul documentaţiei tehnice de fundamentare a acestei metodologii sunt cuprinse şi o serie de propuneri, de completări ale celor două legi, care ar facilita în mai mare măsură aplicarea principiului de bază **beneficiarul plăteşte**. Urmează ca aceste propuneri să fie examinate de forurile în drept în etapa următoare.

6. Actualele reglementări emise deja de către ANRE privind tarifele de valorificare a energiei produse de hidrocentrale şi ale serviciilor asigurate de acestea în sistemul energetic naţional nu reflectă încă principiile economiei de piaţă. De aceea se propune ca acestea să fie revizuite ţinînd seama şi de integrarea noastră în Europa.

7. Dată fiind complexitatea problemelor cuprinse în metodologie se propune o primă etapă de aplicare experimentală a acesteia pentru două amenajări hidrotehnice în exploatare, una din cadrul Hidroelectrica S.A. şi alta din cadrul C.N.A.R.

**BIBLIOGRAFIE**


[1] * * * Legea Apelor 107/1996

[2] * * * OUG 64/1998 privind energia electrică şi termică

[3] Teodorescu, I., Filotti, A., Chiriac, V., Ceauşescu, V., Florescu, A. *Gospodărirea apelor.* Editura Ceres, Bucureşti, 1973

[4] Filotti, A. *Repartizarea pe beneficiari a costurilor lucrărilor cu folosinţe multiple. Studii metodologice,* Institutul de Cercetări şi Proiectări pentru Gospodărirea Apelor, Bucureşti, 1974

[5] Croitoru, L. şi alţii. *Studiu privind stabilirea costului apei şi fundamentarea unui sistem de preţuri şi tarife pe bazine hidrografice pentru produsele şi serviciile de gospodărire a apelor.* Institutul de Economie a Industriei, Bucureşti, 1996.

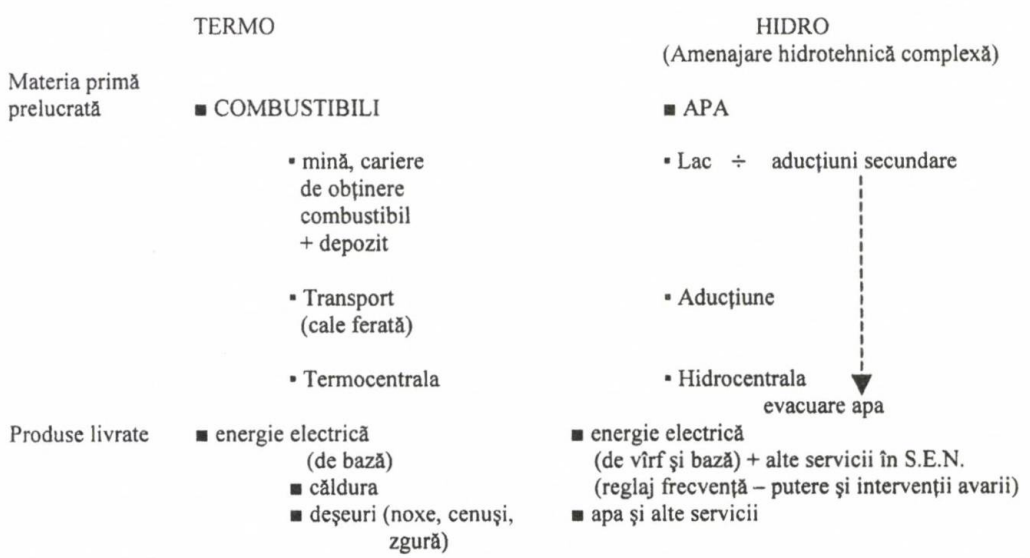
[6] Hirshleifer, J., C de Haven, Milliman, J. *Walter Supply-Economics, tehnology and policy.* Edit. The University of Chicago Press, Chicago& London, 1969.

[7] Negrei, C. *Bazele economiei mediului.* Editura Didactică şi Pedagogică R. A. Bucureşti, 1996.


Pentru elaborarea prezentei lucrări au fost folosite şi diverse studii pe această temă, executate şi existente în cadrul arhivei tehnice a I.S.P.H, precum şi comunicările la sesiuni cu această temă, inclusiv lucrarea pentru cursuri la C.E.P.E.C.A. ale d-lui Gh. Luca.

**Anexa 1**

**Unităţi producătoare de energie electrică**
**Schema generală**



| | | |
|---|---|---|
| Consum intern | propriu: 6-13 %<br>total: 15-30 % | total 0,5-1,0 % |
| Randament | 0,38 – 0,42 | CHE 0,89 |

**NOTĂ:**

Practica actuală :

Termo
- Investiţia aferentă numai termocentralei
- Consum intern, numai cel propriu
- În cheltuielile de exploatare intră procurarea combustibililor

Hidro
- Investiţia aferentă întregii amenajări hidrotehnice complexe
- Consumul intern aferent întregii amenajări
- Cheltuielile de exploatare aferente întregii amenajări suportate numai pe energie
- Serviciile speciale pentru S.E.N. nu sunt cuantificate

Propuneri echitabile:

Termo (pentru strategia naţională de dezvoltare):
- Investiţia pentru întregul complex, inclusiv cariere, transport şi protecţia mediului
- Investiţia pentru consumul intern
- În cheltuielile de exploatare să se includă şi cele pentru protecţia mediului

Hidro (dacă termo rămîne la practica actuală):
- Investiţia numai cea aferentă centralei
- Investiţia pentru consumul intern
- Investiţia pentru cheltuielile de exploatare la care se adaugă cele pentru plata apei (H.G. 1001/1990)
- Serviciile speciale pentru SEN se cuantifică în evaluarea veniturilor

**Referent: dr. ing- Lucian Lefter – ISCE S.A.**

**(Primit la 16 octombrie 2000, acceptat la 30 noiembrie 2000)**

## *Informaţii*

### Probele sistemului electroenergetic în funcţionare izolată în vederea integrării în UCTE

Sistemul electroenergetic românesc funcţionează în aşa-zisa zonă a doua sincronă în paralel cu sistemele electroenergetice ale Bulgariei, Greciei, Macedoniei, Albaniei şi Iugoslaviei (Serbia şi Muntenegru), zonă apărută în urma conflictului din fosta Iugoslavie, cînd Grecia şi Iugoslavia au fost separate de UCTE (prin distrugerea liniilor de interconexiune), deşi sunt membre ale acestei organizaţii.

România şi Bulgaria au făcut cerere şi au început procedura de integrare în UCTE.

Procedura de integrare presupune parcurgerea a trei stape:

**1. O etapă preliminară în care cele două ţări au transmis la UCTE datele caracteristice, referitoare la sistemele lor energetice, etapă care s-a finalizat la mijlocul lunii decembrie 2000.**

**2. Pe baza analizei acestor date UCTE hotărăşte trecerea la etapa următoare de probe în funcţionare izolată, probe efectuate în perioada de iarnă şi perioada de vară, pe intervale de timp de douăsprezece săptămîni.**

Probele de funcţionare izolată în perioada de iarnă sunt planificate între 08 ianuarie – 31 martie 2001 şi se desfăşoară în două etape:

- o etapă de monitorizare a funcţionării celor două electrosisteme în funcţionare, în zona a doua sincronă, pe o durată de zece săptămîni, şi
- o etapă de funcţionare a celor două electrosisteme în funcţionare izolată faţă de celelalte electrosisteme din zona a doua sincronă, pe o durată de două săptămîni.

În toată perioada de probe (12 săptămîni) vor fi monitorizate: frecvenţa, abaterea soldului faţă de program, abaterea soldului cu corecţia de frecvenţă, tensiunea în patru noduri de 400 kV ale SEN şi consumul.

În perioada de funcţionare izolată a celor două electrosisteme timp de două săptămîni se vor face două probe:

- o aruncare de sarcină de 300 MW în sistemul românesc;
- o aruncare de consum de 300 MW în sistemul bulgăresc.

În perioada acestor două probe, cu 5 minute înainte şi 15 minute după, vor fi măsurate pentru şase grupuri din sistemul nostru frecvenţa şi puterea la borne la intervale de 0,1 s.

În toată perioada de probe (12 săptămîni) la orice perturbaţie semnificativă apărută, precum şi la cele două aruncări (de sarcină şi consum) se face analiza încadrării variaţiei de frecvenţă în curba trompetă.

Experţii UCTE care monitorizează probele, în urma analizei rezultatelor vor face un raport în baza căruia UCTE va hotărî trecerea la efectuarea următoarelor probe în funcţionare izolată, în perioada de vară sau, dacă probele nu sunt reuşite, refacerea lor.

**3. După trecerea cu succes a probelor de funcţionare izolată se vor efectua probele de funcţionare interconectată la UCTE.**

**Ing. Marian Cernat – DEN, Operator de Sistem**

# ACTUALIZAREA VALORII TOTALE A INVESTIILOR AFERENTE OBIECTIVELOR HIDROENERGETICE AFLATE ÎN DIVERSE STADII DE REALIZARE

dr. ing. GABRIELA DIMU, ing. FLORICA POPA, ing. MANUELA NICOLESCU*

*Actualizarea la aceeaşi dată a valorilor de investiţii este necesară, printre altele, pentru aprecierea corectă a proporţiei dintre realizat şi rest de executat. Prezenta lucrare descrie metodologia folosită în acest scop, avînd la bază date privind decontarea investiţiilor în perioada 1972÷1999, la obiectivele hidroenergetice aflate în diverse faze de execuţie.*

*Investment amount updating at the same date is necessary, among other things, for the correct evaluation (assessment) of the proportion of what was achieved and what remains to be executed. This paper describes the methodology used in this respect, based on data relating to the investment discount between 1972 and 1994 for the hydroelectric power stations in different execution stages.*

Descriptori: investiţie actualizată, amenajări hidroenergetice, montaje financiare

## Introducere

După recalcularea, în anul 1990, a valorii totale conform HGR 449/1990, la obiectivele de investiţii hidroenergetice finanţate parţial sau total din taxa de dezvoltare s-au elaborat periodic liste de devize generale în preţuri valabile la sfîrşitul anilor 1992, 1993, 1995, 1997, 1998 şi 1999.

Listele întocmite la fiecare etapă de recalculare conţin în principal trei rubrici: realizări cumulate, rest de executat şi valoare totală a investiţiei.

Dacă "restul de executat" este o mărime reală, care corespunde preţurilor etapei de calcul, celelalte două mărimi oferă o imagine deformată, care nu poate fi interpretată, fiind suma unor valori realizate în fiecare an, dar fără ca acestea să fie majorate în timp conform inflaţiei anuale.

Pentru a putea face o analiză corectă a derulării în timp a fondurilor de investiţii a apărut ca necesară actualizarea tuturor acestor valori la acelaşi moment (a fost aleasă data de 31.12.1999).

## 1. Modul de actualizare a valorilor

Începutul fenomenului inflaţionist corespunde anului 1990, datorită tranziţiei de la economia centralizată la o economie de piaţă liberă.

Sursa informaţională şi baza de date folosită în această metodologie cuprind: buletinele statistice periodice, studiile M.L.P.A.T. – INCERC de calcul al indicilor inflaţionişti şi datele furnizate de cele 10 sucursale hidro pentru fiecare din cele 37 obiective hidroenergetice din patrimoniul lor, aflate în curs de execuţie.

Investiţia totală actualizată este alcătuită (conform relaţiei 1) din :

- suma investiţiilor anuale de la începutul lucrării pînă la sfîrşitul anului 1999, actualizate fiecare la 31.12.1999;
- investiţia rest de executat, în preţuri 1999, la 31.12.1999.

$$I_{TOT} = \sum_{j}^{1999} I_{exec.j\ actualizat\ la\ 31.12.99} + I_{rest.exec.\ la\ 31.12.99} \quad (1)$$

Actualizarea investiţiilor (decontărilor) anuale s-a făcut cu relaţia :

$$I_{exec.j\ actualizat\ la\ 31.12.99} = I_{exec.j\ la\ 31.12.anul\ j} \times c_{actualizare\ j}, \quad (2)$$

în care :

$I_{exec.j\ la\ 31.12.anul.j}$ este investiţia realizată în anul j conform decontărilor lunare, actualizată la sfîrşitul anului "j";

$c_{actualizare\ j}$ - coeficientul de actualizare rezultat ca produs al indicilor de inflaţie anuali

$$c_{actualizare\ j} = \prod_{j}^{1999} c_{inflatie\ j}, \quad (3)$$

unde $c_{inflaţie\ j}$ este coeficientul anual de inflaţie din anul j.

Anul "j" a fost luat în calcul de la începerea lucrărilor (an decret) pînă la sfîrşitul anului 1999, perioada de analiză fiind cuprinsă între 1972÷1999.

Metoda de calcul s-a aplicat comparativ în două variante, folosind :

a) indici de creştere a preţurilor de consum medii, daţi de Comisia Naţională de Statistică (CNS);

b) indici de creştere a preţurilor la lucrările de construcţii (Grupa II – Construcţii hidrotehnice) daţi de M.L.P.A.T.

* Institutul de Studii şi Proiectări Hidroenergetice – ISPH Bucureşti

Analizînd rezultatele obţinute, se pot face cîteva comentarii, şi anume:

- suma investiţiilor totale ale celor 37 obiective aflate în diverse faze de execuţie este aproape identică în ambele cazuri;
- lucrările cu pondere mare de execuţie înainte de 1990 au investiţia totală mai mare în varianta b (M.L.P.A.T.);
- lucrările executate în majoritate după 1990 au investiţia mai mare în varianta a (C.N.S.).

Se recomandă alegerea valorilor de investiţii din varianta a, actualizate cu indici de inflaţie conform C.N.S., care, de altfel, corespund cel mai bine realităţii şi din punctul de vedere al procentului rest de executat.

## 2. Dinamica realizării investiţiilor

Actualizarea la aceeaşi dată a tuturor investiţiilor ne permite să estimăm că valoarea totală de 122 426 miliarde lei corespunzătoare celor 37 obiective hidroenergetice analizate este eşalonată în timp, conform datelor din tabelul 1.

*Tabelul 1*

| Perioada realizării | Valoare [mld.lei] | % din total |
|---|---|---|
| 1972÷1989 | 61 679 | 50,38 |
| 1990÷1999 | 18 944 | 15,47 |
| 2000÷P.I.F. | 41 803 | 34,15 |
| TOTAL | 122 426 | 100 |

Valoarea "rest de executat" de 41 803 miliarde lei reprezintă o valoare maximă, care corespunde unor etape anterioare de proiectare. Prin selectarea din total a valorii părţii energetice pentru amenajările Slatina-Dunăre, Runcu-Firiza, Valea Sadului-Vădeni şi Făgăraş-Hoghiz, prin renunţarea la anumite obiective: CHE Măru din AHE Bistra-Poiana Mărului şi Nord Făgăraş din CHE Dîmboviţa-Clăbucet, precum şi prin optimizări de scheme din care cea mai elocventă este AHE pe rîul Siret pe sectorul Cosmeşti-Movileni, s-a obţinut o reducere a investiţiei totale cu 11 994 miliarde lei, corespunzînd unui rest de executat în valoare de 29 903 miliarde lei.

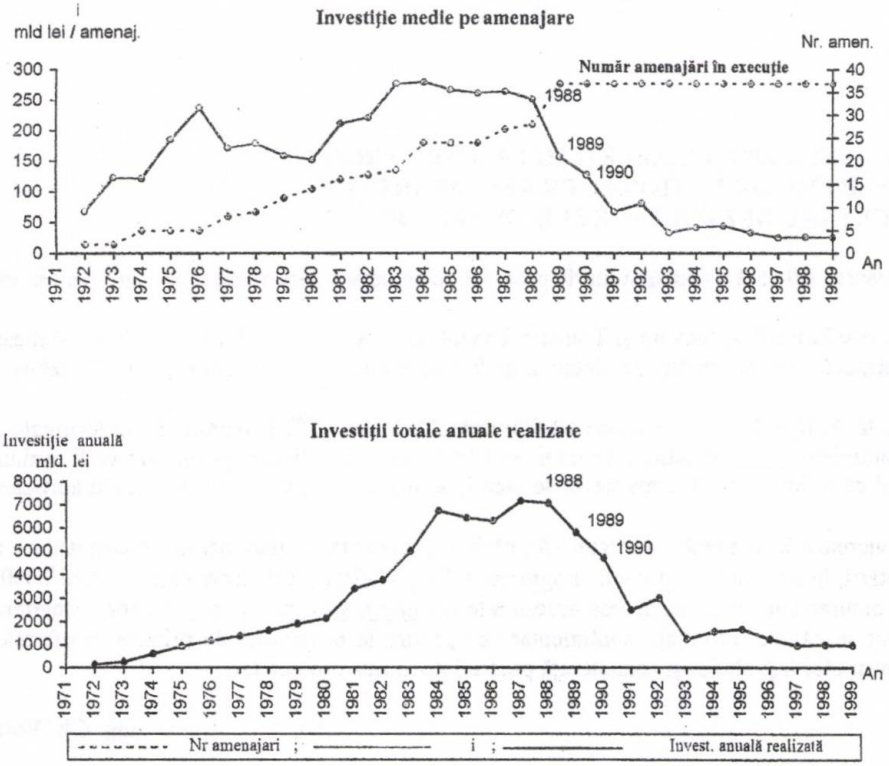
Raportînd valorile rest de executat la 31.12.1999 la valoarea actualizată a investiţiei totale se poate face o grupare a obiectivelor hidroenergetice, conform tabelului 2.

*Tabelul 2*

| Rest de executat | | (%) | < 10 | 10÷40 | >40 | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Număr obiective în execuţie | | | 18 | 8 | 11 | 37 |
| Energie – rest de executat | | GWh/an | 385 | 508 | 2 090 | 2 983 |
| Investiţie – rest de executat | | mld.lei | 2 682 | 4 225 | 34 896 | 41 803 |
| Varianta optimizată | Energie rest de executat | GWh/an | 385 | 453 | 1 802 | 2 640 |
| | Investiţie rest de executat | mld.lei | 1 822 | 3 525 | 24 556 | 29 903 |
| | | mld. $ | 0,0998 | 0,1931 | 1,3452 | 1,6381 |

Se observă că sporul de energie care poate fi obţinut după terminarea acestor lucrări este de 2 640 GWh/an.

O dinamică a realizării investiţiilor în perioada 1972÷1999 este prezentată în figura 1 prin cele două grafice. Primul reflectă evoluţia investiţiei medii realizate pe amenajare ca raport între totalul investiţiilor anuale şi numărul de amenajări aflate în execuţie. De la valori iniţiale cuprinse între 120 ÷ 280 miliarde lei anual




miliarde lei

| Anul | Investiţie anuală realizată | Nr. amenaj. | i |
|---|---|---|---|
| 1972 | 136,41 | 2 | 68,21 |
| 1973 | 245,20 | 2 | 122,60 |
| 1974 | 609,65 | 5 | 121,93 |
| 1975 | 926,80 | 5 | 185,36 |
| 1976 | 1188,30 | 5 | 237,66 |
| 1977 | 1373,75 | 8 | 171,72 |
| 1978 | 1615,65 | 9 | 179,52 |
| 1979 | 1903,66 | 12 | 158,64 |
| 1980 | 2131,09 | 14 | 152,22 |
| 1981 | 3387,46 | 16 | 211,72 |
| 1982 | 3763,55 | 17 | 221,39 |
| 1983 | 4993,97 | 18 | 277,44 |
| 1984 | 6715,62 | 24 | 279,82 |
| 1985 | 6416,62 | 24 | 267,36 |
| 1986 | 6281,98 | 24 | 261,75 |
| 1987 | 7147,23 | 27 | 264,71 |
| 1988 | 7045,21 | 28 | 251,61 |
| 1989 | 5797,35 | 37 | 156,66 |
| 1990 | 4707,97 | 37 | 127,24 |
| 1991 | 2515,29 | 37 | 67,98 |
| 1992 | 3027,19 | 37 | 81,82 |
| 1993 | 1247,26 | 37 | 33,71 |
| 1994 | 1574,97 | 37 | 42,57 |
| 1995 | 1670,49 | 37 | 45,15 |
| 1996 | 1250,11 | 37 | 33,79 |
| 1997 | 967,01 | 37 | 26,14 |
| 1998 | 1000,13 | 37 | 27,03 |
| 1999 | 983,12 | 37 | 26,57 |

Fig. 1. Dinamica realizării investiţiilor în perioada 1972 – 1999.

pe amenajare acestea se reduc, după 1993, la circa 30 miliarde lei. Al doilea grafic arată variaţia în timp a valorii investiţiilor totale anuale realizate la toate obiectivele în lucru. Astfel, în anul 1987 apare un maxim de 7 147 miliarde lei, care după anul 1988 începe să scadă, cu tendinţă accentuată după anul 1990, în care s-a înregistrat totuşi o investiţie de 4 708 mld. lei. Din anul 1993, valorile sunt din ce în ce mai mici, de circa 1000 miliarde lei anual.

Trebuie menţionat faptul că în realitate, fondurile de investiţii alocate înainte de anul 1990 au fost mai mari decît cele prezentate în grafic, acestea cuprinzînd şi valorile alocate obiectivelor puse în funcţiune în acest interval şi care nu sunt incluse în actuala analiză.

## Concluzii

Derularea în condiţii "de avarie" a sistemului investiţional, practicată în prezent din lipsă de fonduri, duce an de an la creşterea costurilor.

Dacă s-ar fi menţinut ritmul investiţiilor din anul 1990, cele 37 obiective aflate în derulare ar fi fost terminate în circa 6÷7 ani, cu un maxim de punere în funcţiuni în primii doi ani.

Se estimează că în perioada 1990÷1999 s-au realizat investiţii totale în valoare de 1,038 miliarde $, din care între 1994÷1999 suma de 0,408 miliarde $.

Valoarea "rest de executat" la 31.12.1999, apreciată la 1,638 miliarde $, poate fi redusă prin reanalizarea şi optimizarea schemelor existente în cadrul unor studii de prefezabilitate şi fezabilitate, care vor propune:

- adaptarea schemelor amenajărilor hidroenergetice la cerinţele actuale ale sistemului energetic naţional (reducerea debitelor instalate şi a volumelor acumulate etc.);
- variante de participare a diverşilor beneficiari la realizarea proiectelor unor AHE cu folosinţe complexe;
- montaje financiare pentru finanţarea investiţiei (surse proprii, credite bancare, concesionări, joint-venture etc.).

Se poate adăuga în final că relansarea investiţiilor în acest domeniu ar avea, pe lîngă efectul benefic energetic, un impact social favorabil prin aspirarea unei forţe de muncă disponibilă în general în toate zonele în care se execută lucrări hidroenergetice.

*

La elaborarea lucrării au fost folosite pentru documentare următoarele materiale:

1. Listele de devize generale din perioada 1992÷1999 aprobate de M.I.C.
2. Buletinul statistic (perioada 1990÷1999)
3. Indici de actualizare a valorii clădirilor şi construcţiilor speciale în perioada 1965÷1999, aprobate de M.L.P.A.T.

**Referent: dr. ing. Lucian Lefter – ISCE**

**(Primit la 8 noiembrie 2000, acceptat la 16 noiembrie 2000)**

***Relansin***

### ETAPA I DIN ANUL 2001 A COMPETIŢIEI PENTRU PROIECTE ÎN CADRUL PROGRAMULUI NAŢIONAL DE RELANSARE ECONOMICĂ PRIN CERCETARE-DEZVOLTARE ŞI INOVARE – RELANSIN

La 10 ianuarie 2001 a avut loc lansarea oficială a concursului de proiecte de cercetare-dezvoltare şi inovare pentru anul 2001 în cadrul programului RELANSIN.

Agenţia Managerială pentru Cercetare Ştiinţifică, Inovare şi Transfer Tehnologic - AMCSIT- POLITEHNICA estimează la 950 numărul proiectelor ce se vor contracta, ceea ce presupune alocarea de la bugetul Ministerului Educaţiei şi Cercetării a unei sume de circa 700 miliarde lei.

Ofertele de proiecte pot fi depuse la AMCSIT pînă la data de 12 februarie 2001, ora $16^{00}$, întocmite în conformitate cu metodologia deja cunoscută din etapele anterioare ale competiţiei. În intervalul 19-28 februarie fiecare propunere va fi evaluată de către trei experţi independenţi, urmînd ca în intervalul 1-5 martie să se facă ierarhizarea evaluărilor, selectarea şi aprobarea contractării proiectelor.

Reamintim colegilor noştri care lucrează în domeniul energiei că pot face propuneri, în parteneriat de cofinanţare cu potenţialii utilizatori ai rezultatelor cercetării, în toate subprogramele programului RELANSIN (vezi "Energetica " nr.12/2000).

Pentru comunicare cu autoritatea contractantă se poate accesa adresa internet http://www.amcsit.ro/ sau apela telefonul 01 410 05 48. La aceeaşi adresă internet se găsesc informaţii suplimentare cu privire la programul de primire a ofertelor, difuzarea documentaţiei (formularele pentru ofertă şi altele) şi consultanţă pentru întocmirea proiectelor.

**ing. Gh. Voicu**

# INFLUENŢA DURATEI DE REALIZARE A OBIECTIVELOR HIDROENERGETICE ASUPRA INDICATORILOR TEHNICO-ECONOMICI AI AMENAJĂRILOR

Ing. VALERIU BOGAN, Ing. IRINA BOGAN*

*În prezent, S.C. Hidroelectrica S.A. are în execuţie 30 de amenajări hidroenergetice; dintre acestea, jumătate sunt puse parţial în funcţiune. Alte amenajări hidroenergetice, deşi sunt puse parţial în funcţiune la capacitatea finală, mai au în derulare investiţii pentru terminarea unor lucrări (terminări baraje şi diguri, aducţiuni secundare).*

*Schemele de amenajare pe anumite cursuri de apă includ mai multe centrale şi uvraje cu aport energetic, astfel că numărul total de obiective hidroenergetice în derulare este de peste 55.*

*Datorită faptului că după 1990, noţiunea de fond centralizat al statului (din care se finanţau obiectivele hidroenergetice, multe cu caracter complex) a dispărut, finanţarea obiectivelor hidroenergetice s-a făcut prin alocarea unor sume mici, din acest motiv înregistrîndu-se lungirea duratei de execuţie cu influenţa corespunzătoare asupra măririi costurilor.*

*At present the company "Hidroelectrica" S.A. is developing 30 hydroelectric power stations; half of them have been partially put into operation. Other hydroelectric power stations, although partially put into operation and operating at the final capacity still have investments under development for the completion of some works (dam dykes, secondary conduits).*

*The diagrams for the development of certain rivers (water-courses) cover several power stations and works with power input so that the total number of hydroelectric power objectives underdevelopment amounts to over 55.*

*Due to the fact that in the period after the year 1990 the notion of centralized state ouned fund financing the hydroelectric power developments of which msny encompassed a more complex character) ceased to exist, the financing of the hydroelectric power objectives has been provided through allocations of small amounts, a fact that determined the prolongation of the execution time and costs increase.*

Descriptori: potenţial hidroenergetic, indicatori tehnico-economici, durata de execuţie

Aşa cum se ştie, România este o ţară cu resurse energetice primare limitate, care nu pot acoperi consumurile energetice ale ţării. Din acest motiv, pentru închiderea balanţei energetice se apelează la importuri de combustibil sub diferite forme: gaz, petrol, cărbune, care pot totaliza anual sume de peste 2,5 miliarde dolari USA. O mare parte din combustibilul importat se foloseşte pentru producerea energiei electrice.

Una dintre soluţiile posibile pentru reducerea (nu eliminarea) valutei necesare pentru importul de combustibil este continuarea practicii de valorificare a resurselor hidroenergetice ale ţării. Pentru adoptarea acestei soluţii pledează şi faptul că energia hidroelectrică are un caracter regenerabil şi este o energie curată. Se menţionează şi efectul favorabil asupra altor aspecte ale vieţii oamenilor, prin asigurarea apei pentru localităţi, irigaţii, limitarea inundaţiilor etc.

Amenajarea resurselor hidro ale României a început încă înainte de 1950, an în care puterea instalată hidro era de circa 60 MW. Cea mai importantă centrală hidroelectrică era cea de la Dobreşti cu o putere instalată de 16 MW (producţia medie de energie 55 GWh/an).

În perioada 1950-1990, potenţialul hidroenergetic s-a amenajat în ordinea economicităţii lui într-un ritm mediu anual de puneri în funcţiune de circa 140MW pe an, pe o perioadă de 5 ani rezultînd o medie de circa 700 MW, cu o valoare maximală în perioada 1971-1975 de 1040 MW (în această perioadă au intrat în funcţiune AH Porţile de Fier I cu $P_i$ = 1050 MW şi CHE Lotru Ciunget cu $P_i$ = 510 MW). Aceste realizări arată capacitatea institutelor de studii, proiectare, a organizaţiilor de construcţii şi a fabricanţilor de echipamente.

După 1990, datorită schimbărilor intervenite în România, printre care reducerea consumului de energie electrică şi dispariţia noţiunii de fond centralizat al statului, ritmul de realizare a obiectivelor aflate în diverse stadii de execuţie s-a redus considerabil.

Asfel, din 1990 pînă în prezent s-au mai pus în funcţiune centrale care însumează circa 500 MW, în prezent fiind în execuţie obiective care însumează circa 900 MW cu o capacitate medie de producţie de circa 2900 GWh/an (din care circa 700 GWh/an în obiective puse în funcţiune, dar la care mai sunt de executat aducţiuni secundare, terminarea barajelor etc.).

După terminarea tuturor acestor amenajări, capacitatea medie de producţie a centralelor hidroelectrice ajunge la circa 19500 GWh/an, menţinîndu-se o cotă de producţie a centralelor hidroelectrice în cadrul producţiei totale de energie de peste 30 %, cu consecinţele corespunzătoare asupra posibilităţii de a menţine tarife finale către consumatori cît mai reduse.

* Institutul de Studii şi Proiectări Hidroenergetice - ISPH

## Asigurarea fondurilor pentru terminarea obiectivelor aflate în diverse faze de execuţie

Din cauza unor resurse financiare limitate, obiectivelor aflate în diverse faze de execuţie nu li se poate asigura o funcţionare corespunzătoare, astfel încît să fie terminate într-un interval normal de pînă la 3...4 ani. Lungirea perioadei de execuţie conduce evident la mărirea costurilor, cu influenţă corespunzătoare asupra indicatorilor tehnico-economici.

Este bine cunoscut faptul că, la calcularea principalilor indicatori tehnico-economici se ţine seama de factorul timp, prin ceea ce în literatura de specialitate se numeşte "actualizare". Astfel, o valoare cheltuită într-un an oarecare din viitor are în prezent o valoare mai mică ("prezent net value"), fiind multiplicată cu raportul $1/(1+i)^n$, unde i este rata de actualizare, iar n = anul considerat, şi invers, o valoare consumată azi se poate transpune în orice an în viitor, multiplicîndu-se cu valoarea $(1+i)^n$.

Ţinînd seama că, după 1989, o dată cu dispariţia fondului centralizat al statului nu au mai putut fi asigurate fonduri pentru terminarea multor amenajări hidroenergetice, aflate în diferite faze de execuţie, s-a ajuns la situaţia că unele lucrări, care în mod normal puteau fi terminate în 3-5 ani, s-au întins pe o perioadă de peste 10 ani.

Foarte multe amenajări, ca, de exemplu, aducţiunea secundară Bărbat şi barajul Gura Apelor din schema Rîul Mare-Retezat-Clopotiva sau aducţiunea secundară Cugir din cadrul amenajării Sebeş-Gîlceag-Şugag sau aducţiunile secundare Bistra şi Sebeş din cadrul CHE Ruieni nu sunt nici azi terminate, cu toate că centralele respective au fost date în funcţiune încă din anii 1980 (Sebeş-Gîlceag-Şugag), 1984-1996 (Rîul Mare-Retezat-Clopotiva) şi 1987-1998 (CHE Ruieni).

## Influenţa lungirii duratei de execuţie asupra indicatorilor tehnico-economici ai amenajărilor

Pentru a vedea în ce măsură prelungirea duratei de execuţie influenţează indicatorii tehnico-economici, pentru exemplificare s-au examinat diferite situaţii în care lucrările rămase de executat din cadrul amenajării Retezat-Clopotiva şi Sebeş-Gîlceag-Şugag se vor finaliza în diferite perioade de timp, funcţie de disponibilităţie financiare.

Datele de bază utilizate sunt :

- investiţia rest de executat, evaluată cu indicii de cost corespunzători lunii decembrie 1999:

I = 985 390 mil.lei pentru CHE Rîul Mare – Retezat;

- energia ce se obţine prin terminarea barajului Gura Apelor şi a aducţiunii secundare Bărbat = = 272 GWh/an:

I = 312 216 mil. lei pentru CHE Gîlceag-Şugag;

- energia ce se obţine prin terminarea aducţiunii secundare Cugir(rest de executat) = 131 GWh/an;

- durata normală de execuţie, apreciată la întocmirea devizului general este de: 5 ani pentru lucrările de la R. Mare - Retezat (terminarea baraj Gura Apelor şi executarea în întregime a aducţiunii secundare Bărbat) şi 4 ani pentru lucrările Sebeş (baraj Cugir, aducţiunea secundară Cugirul Mic - Cugirul Mare, staţia de pompare Gîlceag);

- valorificarea energiei ce se obţine prin punerea în funcţiune a acestor capacităţi s-a făcut la o valoare de 5 cUS/kWh, ţinînd seama că aceste centrale produc o energie de vîrf, energie care în mod raţional se valorifică la un tarif cu cel puţin 30 % mai mare decît restul energiei.

Preţul de valorificare în lei s-a făcut considerînd rata de schimb de 18 255 lei/$, de la sfîrşitul lui decembrie 1999.

Lungirea perioadei de execuţie are diferite efecte specifice fiecărei amenajări, dar în principiu rezultă următoarele:

- majorarea investiţiei datorită costurilor relativ constante ca organizarea de şantier, pază, pompaje etc., care se adună pe un timp mai îndelungat, degradarea unor lucrări, utilaje nefolosite la întreaga capacitate etc.;

- amînarea termenului de punere în funcţiune.

Ambele efecte conduc la înrăutăţirea indicatorilor tehnico-economici.

Scurtarea perioadelor de execuţie în principiu are următoarele efecte:

- reducerea investiţiei datorită adunării costurilor constante pe o perioadă mai scurtă de timp;

- majorarea investiţiei datorită necesităţii achiziţionării unor utilaje de construcţie mai performante;

- punerea în funcţiune mai repede.

Ţinînd seama de cele arătate este evident că există o legătură între valoarea devizului general şi durata de realizare a obiectivului respectiv.

De regulă, scurtarea duratei de execuţie conduce la îmbunătăţirea indicatorilor tehnico-economici, dacă constructorul nu are pretenţii exagerate privind achiziţionarea unor utilaje performante pentru mărirea productivităţii.

Evaluarea influenţelor asupra valorii investiţiei în cele două cazuri este dificil de stabilit din cauza dificultăţii stabilirii datelor de bază. De aceea s-au examinat mai multe variante diferite între ele prin datele de bază admise, după cum urmează :

*Varianta 1*

Durata de execuţie este de 4 ani la AHE Sebeş şi de 5 ani la AHE R. Mare – Retezat, care se consideră durata normală conform tehnologiilor practicate în prezent de societăţile de construcţii hidrotehnice din România, cu investiţia aşa cum a fost evaluată în devizele generale recalculate conform stadiului de execuţie şi indicilor de cost din decembrie 1999.

*Varianta 2*

S-a presupus că durata de execuţie se lungeşte cu 2 ani (ajungînd la 6 ani respectiv la 7 ani), din cauza insuficienţei resurselor financiare disponibile anual. Din motivele arătate anterior este evident că investiţia creşte. În acestă variantă s-a presupus că această creştere este de 10%.

*Varianta 3*

S-a presupus că durata de execuţie se scurtează cu 1 an (reducîndu-se la 3-4 ani) cu majorarea investiţiei cu aproximativ 10 %, datorită celor arătate anterior.

*Varianta 4*

S-a presupus că durata de execuţie se scurtează cu 1 an (reducîndu-se la 3-4 ani) cu majorarea investiţiei cu aproximativ 20 %.

*Varianta 5*

În care s-a presupus că majorarea investiţiei este de 30 % datorită achiziţionării unor utilaje deosebit de performante, care permit executarea lucrărilor în 3 ani (AHE R.Mare).

*Varianta 6*

În care se presupune că în primii 3 ani nu se dispune de resurse financiare suficiente şi se face numai o conservare a lucrărilor, evaluată la 10 mld.lei/an, după care se presupune că s-au găsit fondurile disponibile pentru executarea lucrării într-o durată normală de execuţie de 4 ani la AHE Sebeş şi de 5 ani la AHE R. Mare.

*Varianta 7*

În care s-a presupus că în primii 3 ani sunt necesare lucrări de conservare de circa 20 mld.lei/an, după care lucrarea se execută într-o perioadă normală de 4 - 5 ani.

Indicatorii tehnico-economici principali pentru variantele examinate, expuse mai sus sunt prezentaţi în tabelul 1 şi figurile 1-3 pentru AHE Sebeş şi tabelul 2 şi figurile 4-6 pentru AHE Rîul Mare-Retezat.

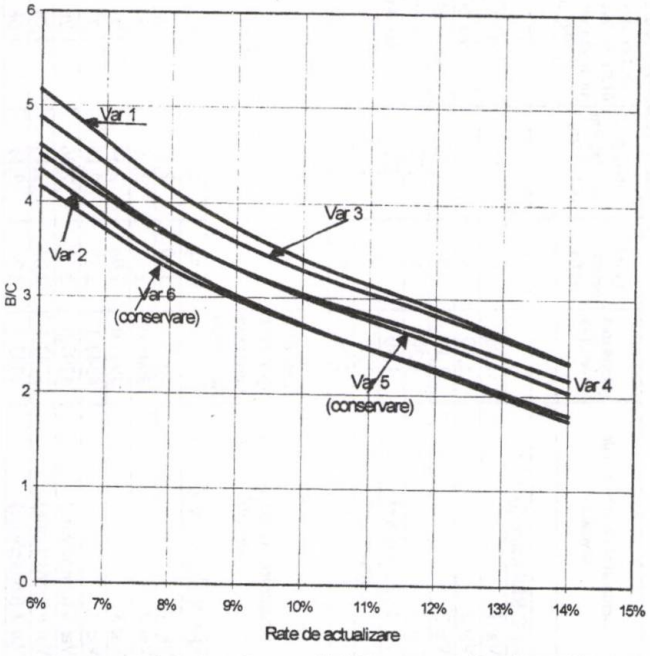



Fig. 1 A.H.E. Sebeş. Raportul B/C pentru variantele analizate.

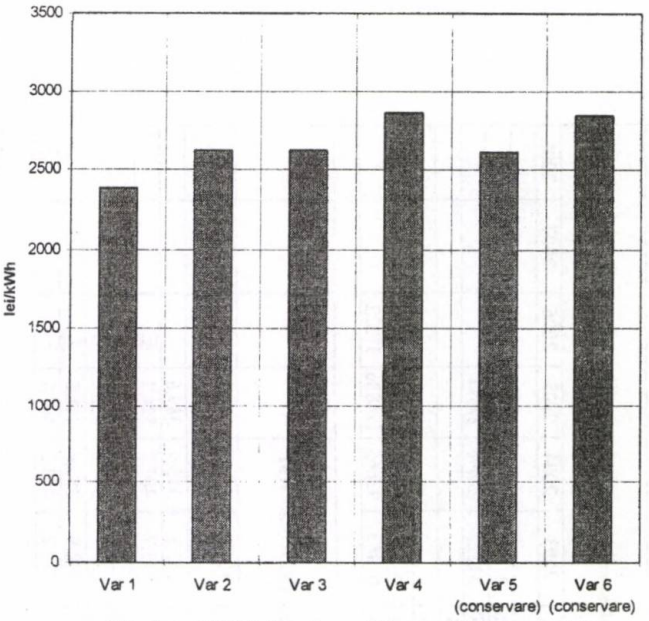



Fig. 2 *a*. AHE Sebeş. Investiţia specifică a energiei.

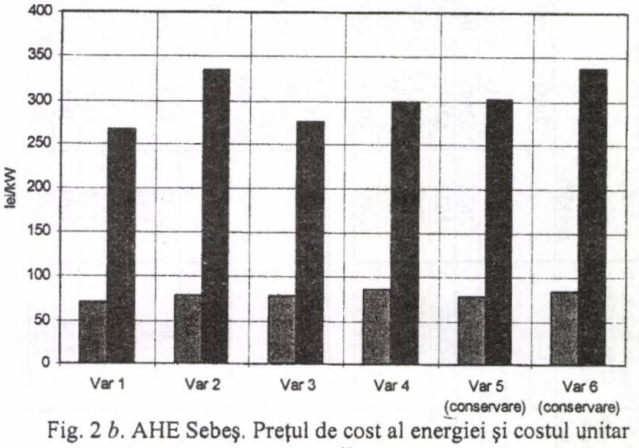



Fig. 2 *b*. AHE Sebeş. Preţul de cost al energiei şi costul unitar actualizat.

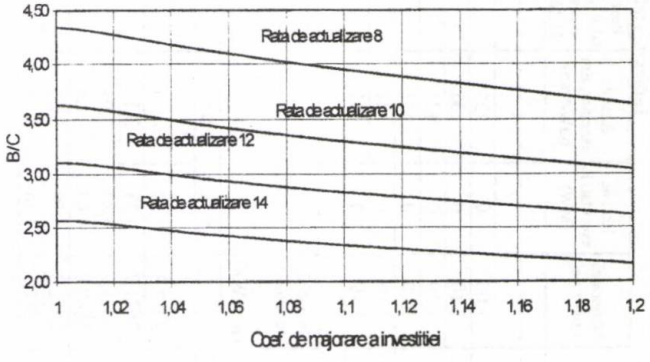



Fig. 3. AHE Sebeş. Raportul BC pentru diferite ipoteze de majorare a investiţiei.

Din examinarea datelor din tabele şi diagrame rezultă că avantajele care se pot obţine (îmbunătăţirea indicatorilor tehnico-economici) prin scurtarea duratei de execuţie, depind de :

- costul capitalului (coeficientul de actualizare);
- cota de majorare a investiţiei.

*Tabelul 1*

**Indicatori tehnico-economici pentru variantele examinate pentru AHE Sebeş**

| Nr. crt. | Denumirea obiectivului de investiţii | Majorarea investiţiei | Rest de executat, $P_i$ (MW) | Rest de executat, Em (GW/h/an) | Rest de executat la 01.01.2000 recalculat în preţuri valabile la 31.12.1999 (mil.lei) | Rest de executat la 01.01.2000 în diferite variante (mil.lei) | Investiţia specială a energiei (lei/kWh) | Eşalonarea investiţiilor de execuţie (mil.lei) | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 |
| | AHC Sebeş Gîlceag+Şugag | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | Var 1 | 1,00 | 0 | 131 | 312216 | 312216 | 2383 | 62443 | 93665 | 124886 | 31222 | | | | | |
| 2 | Var 2 | 1,10 | 0 | 131 | 313416 | 343437 | 2622 | 62443 | 73665 | 100000 | 51222 | 22496 | 27611 | | | |
| 3 | Var 3 | 1,10 | 0 | 131 | 312216 | 343437 | 2622 | 62443 | 200000 | 80994 | | | | | | |
| 4 | Var 4 | 1,20 | 0 | 131 | 312216 | 3746592 | 2860 | 62443,2 | 200000 | 112216 | | | | | | |
| 5 | Var 5 (conservare) | 1,10 | 0 | 131 | 312216 | 342216 | 2612 | 10000 | 10000 | 10000 | 62443 | 93665 | 124886 | 31222 | | |
| 6 | Var 6 (conservare) | 1,19 | 0 | 131 | 312216 | 372216 | 2841 | 20000 | 20000 | 20000 | 62443 | 93665 | 124886 | 31222 | | |

| Nr. crt. | Denumirea obiectivului de investiţii | Investiţia specială a energiei (lei/kWh) | Raportul B/C | | | | | Preţul de cost al energiei (lei/kWh) | CUA al energiei fizice (lei/kWh) | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 6 % | 8 % | 10 % | 12 % | 14 % | | 6 % | 8 % | 10 % | 12 % | 14 % | | | |
| | H.C. Sebeş Gîlceag+Şugag | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | Var 1 | 2383,3 | 5,17 | 4,14 | 3,42 | 2,89 | 2,34 | 71,5 | 176,6 | 220,6 | 267,2 | 315,4 | 389,6 | | | |
| 2 | Var 2 | 2621,7 | 4,33 | 3,38 | 2,92 | 2,24 | 1,74 | 78,6 | 210,8 | 270,0 | 335,7 | 407,2 | 524,2 | | | |
| 3 | Var 3 | 2621,7 | 4,88 | 3,95 | 3,30 | 2,83 | 2,33 | 78,6 | 187,1 | 231,2 | 276,8 | 322,7 | 391,4 | | | |
| 4 | Var 4 | 2860,0 | 4,49 | 3,64 | 3,04 | 2,61 | 2,16 | 85,8 | 203,3 | 250,9 | 299,9 | 349,2 | 422,6 | | | |
| 5 | Var 5 (conservare) | 2612,3 | 4,59 | 3,66 | 3,01 | 2,54 | 2,03 | 78,4 | 199,0 | 249,1 | 302,9 | 359,6 | 448,8 | | | |
| 6 | Var 6 (conservare) | 2841,3 | 4,16 | 3,31 | 2,70 | 2,26 | 1,80 | 85,2 | 219,4 | 276,2 | 337,7 | 403,2 | 507,8 | | | |

*Tabelul 2*

**Indicatori tehnico-economici pentru variantele examinate pentru AHE Rîul Mare - Retezat**

| Nr. crt. | Denumirea obiectivului de investiţii | Majorarea investiţiei | Rest de executat, $P_i$ (MW) | Rest de executat, Em (GW/h/an) | Rest de executat la 01.01.2000 recalculat în preţuri valabile la 31.12.1999 (mil.lei) | Rest de executat la 01.01.2000 în diferite variante (mil.lei) | Eşalonarea investiţiilor de execuţie (mil.lei) | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 |
| | AHC Rîul Mare-Retezat | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | Var 1 | 1,00 | 0 | 272 | 985390 | 985390 | 197078 | 295617 | 295617 | 98539 | 98539 | 98539 | 98539 | | | |
| 2 | Var 2 | 1,10 | 0 | 272 | 985390 | 1083928 | 197078 | 195617 | 195617 | 149269 | 149269 | | | | | |
| 3 | Var 3 | 1,10 | 0 | 272 | 985390 | 1083929 | 197078 | 295617 | 394156 | 197078 | | | | | | |
| 4 | Var 4 | 1,20 | 0 | 272 | 985390 | 1192468 | 197078 | 295617 | 394156 | 295617 | | | | | | |
| 5 | Var 5 (conservare) | 1,30 | 0 | 272 | 985390 | 1281000 | 350000 | 504000 | 427000 | | | | | | | |
| 6 | Var 6 (conservare) | 1,03 | 0 | 272 | 985390 | 1015390 | 10000 | 10000 | 10000 | 197078 | 295617 | 295617 | 98539 | 98539 | | |
| | | 1,06 | 0 | 272 | 985390 | 1045390 | 20000 | 20000 | 20000 | 197078 | 295617 | 295617 | 98539 | 98539 | | |

| Nr. crt. | Denumirea obiectivului de investiţii | Investiţia specifică a energiei (lei/kWh) | Raportul B/C | | | | | Preţul de cost al energiei (lei/kWh) | CUA al energiei fizice (lei/kWh) | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 6 % | 8 % | 10 % | 12 % | 14 % | | 6 % | 8 % | 10 % | 12 % | 14 % | | | |
| | AHE Rîul Mare Retezat | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | Var 1 | 3622,8 | 3,09 | 2,40 | 1,93 | 1,59 | 1,23 | 108,7 | 295,6 | 379,7 | 473,1 | 574,8 | 741,6 | | | |
| 2 | Var 2 | 3985,0 | 2,62 | 2,00 | 1,57 | 1,27 | 0,95 | 119,6 | 348,1 | 455,7 | 580,2 | 721,1 | 963,8 | | | |
| 3 | Var 3 | 3985,0 | 2,96 | 2,34 | 1,91 | 1,60 | 1,27 | 119,6 | 308,5 | 389,7 | 477,4 | 570,1 | 716,4 | | | |
| 4 | Var 4 | 4347,3 | 2,73 | 2,16 | 1,77 | 1,49 | 1,19 | 130,4 | 334,5 | 421,7 | 515,5 | 614,3 | 769,7 | | | |
| 5 | Var 5 (conservare) | 4709,6 | 2,58 | 2,06 | 1,70 | 1,43 | 1,16 | 141,3 | 353,7 | 443,2 | 538,0 | 636,3 | 788,0 | | | |
| 6 | Var 6 (conservare) | 3733,1 | 2,84 | 2,19 | 1,74 | 1,42 | 1,08 | 112,0 | 321,9 | 416,2 | 523,6 | 643,5 | 846,4 | | | |
| 7 | Var 7 (conservare) | 3843,3 | 2,74 | 2,11 | 1,68 | 1,36 | 1,03 | 115,3 | 333,3 | 431,9 | 544,7 | 671,1 | 886,0 | | | |

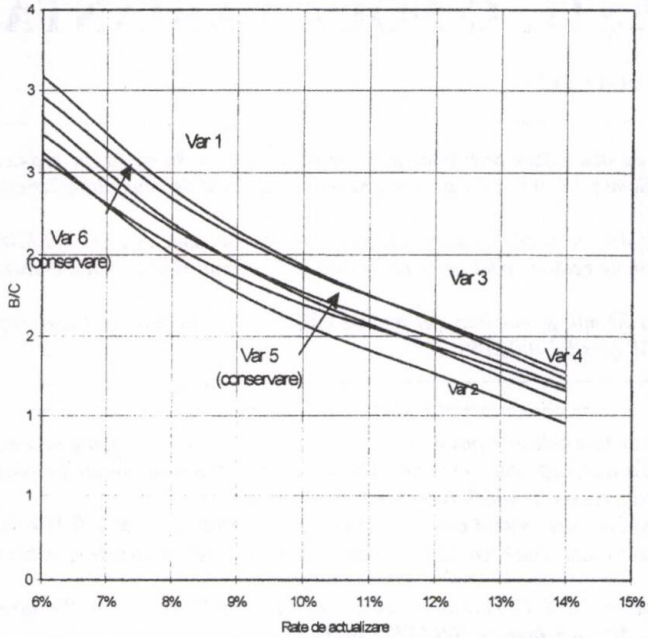



Fig. 4. AHE Rîul Mare – Retezat. Raportul B/C pentru variantele analizate.

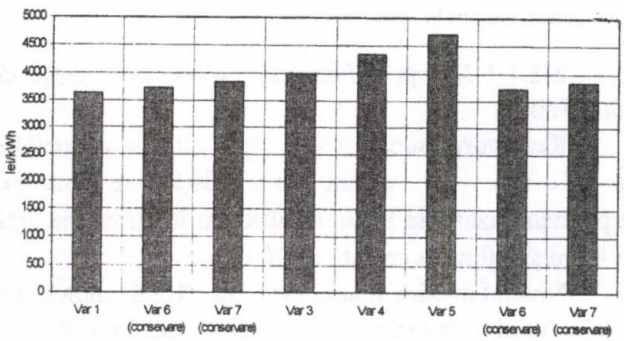



Fig. 5. *a*. AHE Rîul Mare – Retezat. Investiţia specifică a energiei.

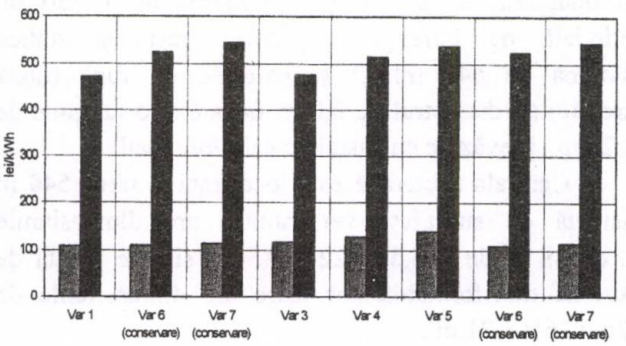



Fig. 5. *b*. AHE Rîul Mare – Retezat. Preţul de cost al energiei şi costul unirat actualizat.

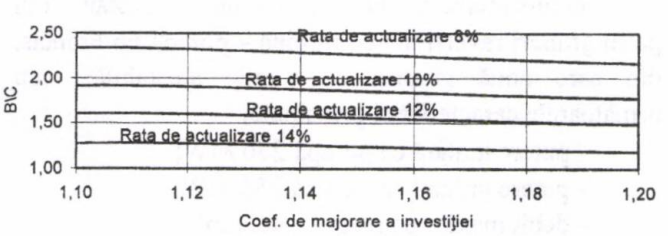



Fig. 6. AHE Rîul Mare – Retezat. Raportul B/C pentru diferite ipoteze de majorare a investiţiei

Rezultatele obţinute pentru AHE Sebeş :

- costul capitalului (coeficient de actualizare): 8 %;10 %; 12 %; 14 %;

- cota limită de majorare a investiţiei permisă prin scurtarea duratei de execuţie cu 1 an pentru a nu se înrăutăţi indicatorii tehnico-economici: 5,3 %; 6 %; 7,5 %; 8 %.

Rezultatele obţinute pentru AHE Rîul Mare :

- costul capitalului (coeficient de actualizare): 8 %; 10 %; 12 %; 14 %;

- cota limită de majorare a investiţiei: 6,2 %; 7,2 %; 8,8 %; 10,1 %, permisă prin scurtarea duratei execuţie cu 1 an, pentru a nu se înrăutăţi indicatorii tehnico-economici.

În concluzie, rezultă că faţă de o durată normală de execuţie corespunzătoare unei anumite valori a devizului general, o scurtare a acestei durate, ce se poate obţine printr-o dotare corespunzătoare a societăţilor de construcţii, aduce avantaje dacă sporul de investiţii este sub 5 - 6 % la un cost al capitalului de 8 %, de 6 - 7 % pentru 10 % , la 7 - 9 % la 12 % şi de 8 - 10 % pentru un cost al capitalului de 14 %. Aceste valori arată ordinul de mărime al sporului de investiţie ce poate fi justificat prin reducerea duratei de execuţie. Evident însă că aceste calcule trebuie detaliate pentru fiecare caz în parte.

Lungirea perioadei de execuţie (ca în variantele 2, 6, 7) duce atît la mărirea investiţiei necesare terminării lucrărilor, cît şi la decalarea termenului de punere în funcţiune, deci implicit la înrăutăţirea tuturor indicatorilor tehnico-economici.

**BIBLIOGRAFIE**

[1] *Norme metodologice emise de MF şi MLPAT* nr. 784/1998 modificate cu ordinul 553/1999;

[2] Babusiaux, D. *Decision d'investissement et calcul economique dans l'entreprise.* În: L'Economique, Paris, 1990

[3] * * * *Manual for the preparation of industrial fesability studies,* United National Industrial Development Organisation, Viena

[4] * * * *Programmes and Prospects for the electricity sector,* UNIPEDE, Secretariat,

La elaborarea prezentei lucrări au fost utilizate şi diverse studii întocmite în cadrul ISPH.

**Referent: prof. dr. ing. Mircea Exarhu - Facultatea de Energetică, UPB**

**(Primit la 18 noiembrie 2000, acceptat la 22 noiembrie 2000)**

# CHEAP TARNIŢA-LĂPUŞTEŞTI, O NOUĂ VARIANTĂ

ing. MIHAIL ROTARU*

*Dintre variantele analizate de realizare a unei amenajări cu acumulare prin pompaj de mare putere în România, în ordinea eficienţei economice s-a reţinut amplasamentul Tarniţa-Lăpuşteşti (Someşul Cald), care prezintă avantajul că lacul de acumulare Tarniţa poate fi utilizat ca rezervor inferior.*

*Faţă de variantele vechi analizate cu puteri de 1000 şi 500 MW, respectiv cu patru sau două grupuri reversibile de către 250 MW) autorul prezintă o nouă variantă de amenajare cu costuri investiţionale reduse, efect ce se poate obţine în primul rînd prin diminuarea volumului de construcţii.*

*În acest mod costurile execuţiei lucrărilor se reduc cu circa 72 mil. $, adică cu cel puţin 15 %, în consiţiile păstrării aceloraşi durate de realizare a obiectivului şi a unei puteri instalate de 500 MW (posibil 700 MW).*

*Among the variants analized for the development of high power hydroelectric power plants with storage through pumping existing in Romania taking into consideration their economic efficiency the Tarniţa-Lăpuşteşti (Someşul Cald) power station was chosen because of the fact that the Tarniţa storage lake can be utilized as a downstream reservoir which represents an advantage.*

*As compared to the previously analysed variants of 1000 and 500 MW, with 4 and respectively 2 reversible units of 250 MW the author presents a new variant of development with lower investment costs which could be obtained through the construction volume dimensioning.*

*Thus, the execution costs of the works are diminished by about US $ 72 million, representing at least 15 % less, in the same period of time necessary for the development of the objective and of a 500 MW (maybe 700 MW) installed power.*

Descriptori: centrale cu acumulare prin pompaj – CHEAP, amenajări hidroenergetice, grupuri hidroenergetice

## 1. Prezentare generală

Pentru a face posibilă interconectarea SEN la UCPTE, în condiţiile în care primul grup nuclear de la CNE Cernavodă, cu puterea de 700 MW, este în exploatare comercială şi se preconizează finalizarea investiţiei la grupul al doilea, se impune realizarea unei amenajări cu acumulare prin pompaj de mare putere, o centrală de sistem care să îndeplinească mai multe funcţiuni, în afara preluării excedentului de putere/energie în golul de sarcină.

Amenajarea hidroenergetică cu acumulare prin pompaj, de mare putere şi cu manevrabilitate foarte bună, este posibil să se realizeze în România în mai multe amplasamente, care oferă condiţii de relief, geologice şi hidrologice foarte bune.

Pînă în prezent, în ţară au fost investigate mai multe amplasamente, urmărindu-se realizarea compensării săptămînale cu două zile nelucrătoare, cu puteri instalate de 1000 MW sau 500 MW.

În ordinea eficienţei economice, s-a reţinut amplasamentul Tarniţa – Lăpuşteşti pe rîul Someşul Cald, care prezintă avantajul că lacul de acumulare Tarniţa poate fi utilizat ca rezervor inferior.

În toate studiile anterioare, pentru echiparea centralei cu acumulare prin pompaj Tarniţa – Lăpuşteşti s-au avut în vedere două sau patru grupuri reversibile cu turbină – pompă de tip Francis, cu putere unitară de 250 MW.

### *1.1. CHEAP Tarniţa – Lăpuşteşti – varianta veche de 1000 MW*

Rezervorul superior are capacitate de acumulare de 11 mil. $m^3$ volum util. Este prevăzut cu impermeabilizare de beton asfaltic, cu înălţime maximă de 45 m şi lăţime la creastă de 10 m.

Nivelul maxim al apei este de 1086 mdM, iar nivelul minim de exploatare este de 1053,50 mdM.

Derivaţia sub presiune constă din galeria forţată cu diametrul de 6,0 m şi o lungime de 1 130 m, (blindată pe întreaga lungime), presiunea statică maximă de 644 $mH_2O$ şi galeriile de fugă (două circuite) cu diametrul de 6,0 m fiecare şi o lungime de 1122 m, prevăzute cu castel de echilibru aval.

Centrala subterană este localizată la circa 540 m distanţă de suprafaţa versantului, are dimensiunile L x B x H de 156,5 x 22 x 45 $m^3$ şi este legată de caverna transformatoarelor, care are dimensiunile de 126 x 16 x x 21 $m^3$.

Cota de amplasare a axului maşinii hidraulice reversibile este 444,00 mdM.

Echipamentele electromecanice constau din patru grupuri reversibile cu turbină – pompă tip Francis, din care două grupuri cu turaţie ajustabilă, cu următoarele caracteristici principale:

- putere unitară ca pompă 270 MW;
- putere unitară ca turbină 256 MW;
- debit maxim pompat 45,4 $m^3/s$;
- debit maxim turbinat 53,0 $m^3/s$;
- turaţie nominală 500 rpm.

* Institutul de Studii şi Consultanţă Energetică – ISCE, Bucureşti

Costul total al proiectului CHEAP Tarniţa – Lăpuşteşti în această variantă a fost evaluat la valoarea de 781,5 mil. USD.

*1.2. CHEAP Tarniţa-Lăpuşteşti–varianta veche de 500 MW*

CHEAP Tarniţa – Lăpuşteşti în variantă de 500 MW prevede aceleaşi construcţii ca în varianta de bază, pe aceleaşi amplasamente.

Principala modificare constă în reducerea centralei, în care se vor amplasa numai două grupuri reversibile, cu aceleaşi caracteristici, consecinţa fiind reducerea dimensiunilor derivaţiei, pentru transvazarea unui debit pe jumătate. Astfel, derivaţia de mare presiune va avea diametrul de 5,0 m, iar derivaţia de joasă presiune se execută pe un singur fir.

Rezervorul superior rămîne la aceiaşi parametri şi aceleaşi dimensiuni.

Costul total evaluat pentru această variantă este de 564 mil. USD.

*1.3. O nouă variantă cu costuri investiţionale reduse*

Pentru reducerea investiţiei CHEAP Tarniţa – Lăpuşteşti, în vederea diminuării efortului financiar necesar realizării sale, s-a urmărit în primul rînd reducerea volumului lucrărilor de construcţii.

Principala metodă de limitare a cheltuielilor este reducerea amprizei lucrărilor, motiv pentru care s-a căutat cel mai scurt traseu posibil între cele două rezervoare, cu reamplasarea bazinului rezervorului superior.

Din analiza datelor de teren şi în conformitate cu obiectivul urmărit, s-a realizat următoarea schemă:

Rezervorul superior se deplasează spre est pe o zonă similară cu cea din amplasamentul iniţial, iar lucrările de construcţii se limitează la realizarea unui volum util de 6,1 mil. $m^3$.

Centrala se realizează într-un puţ situat pe malul stîng al lacului de acumulare Tarniţa, ieşind din versant.

Derivaţia sub presiune se scurtează la jumătate faţă de varianta iniţială. S-au analizat variante cu realizarea unei conducte forţate aeriene combinată cu galerie forţată. Prin scurtarea galeriei de fugă se elimină necesitatea castelului aval.

În centrală, în puţ se vor amplasa două grupuri reversibile, iar în spaţiile disponibile, restul echipamentelor electrice. Transformatoarele vor fi amplasate la zi, pe platforma adiacentă centralei. În figurile 1 şi 2 sunt prezentate vederea în plan şi secţiunea prin centrală.

În ceea ce priveşte grupurile reversibile, centrala – în variantele analizate –permite instalarea fără probleme a unor grupuri cu puteri unitare de 250 MW, 300 MW sau 350 MW, diametrul centralei mărindu-se cu maximum 2-%.

*1.4. Avantajele soluţiei propuse*

La o primă analiză, principalele avantaje pe care le prezintă soluţia propusă de ISCE sunt următoarele :

- reducerea substanţială a lucrărilor în subteran prin reducerea la jumătate a lungimii derivaţiei şi scoaterea centralei din versant;

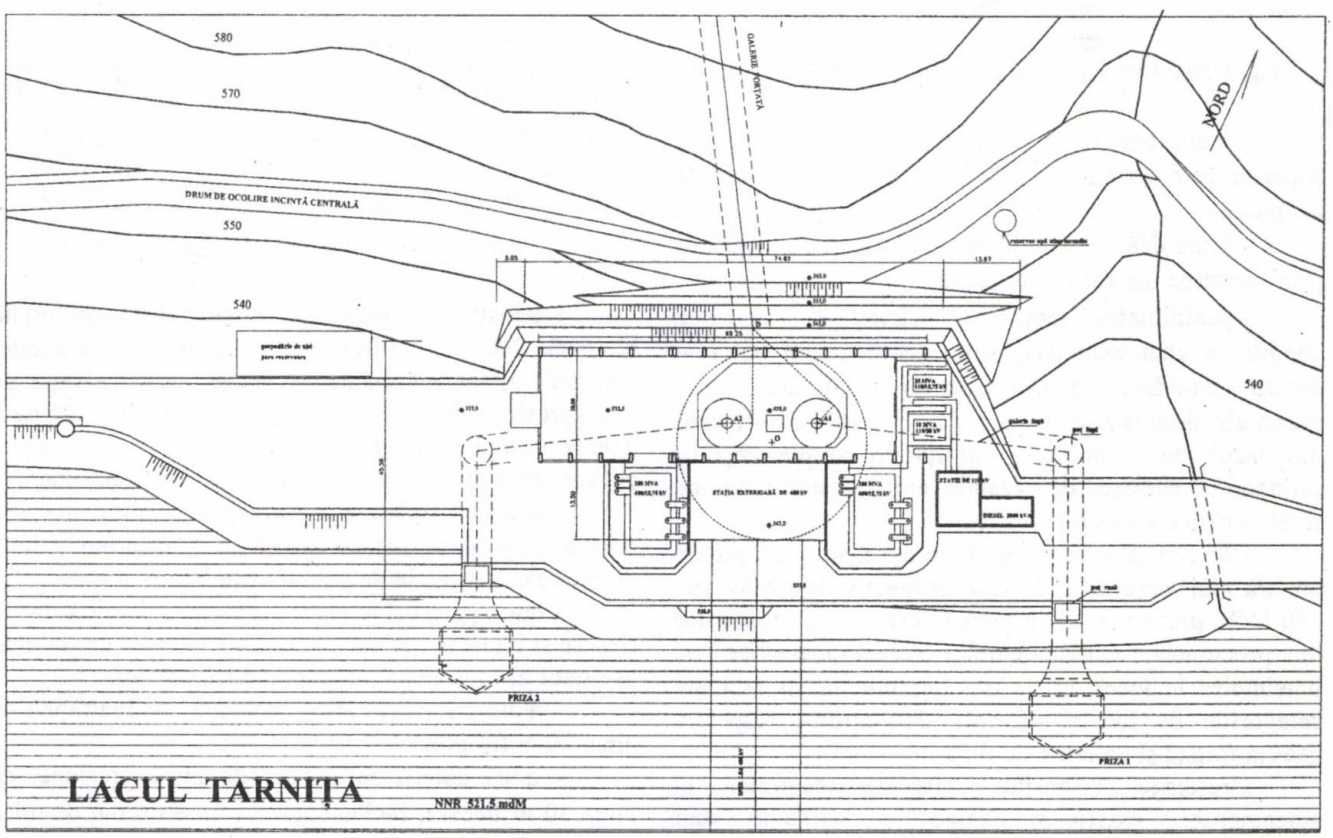



Fig. 1. CHEAP Tarniţa – Lăpuşteşti. Vedere în plan.

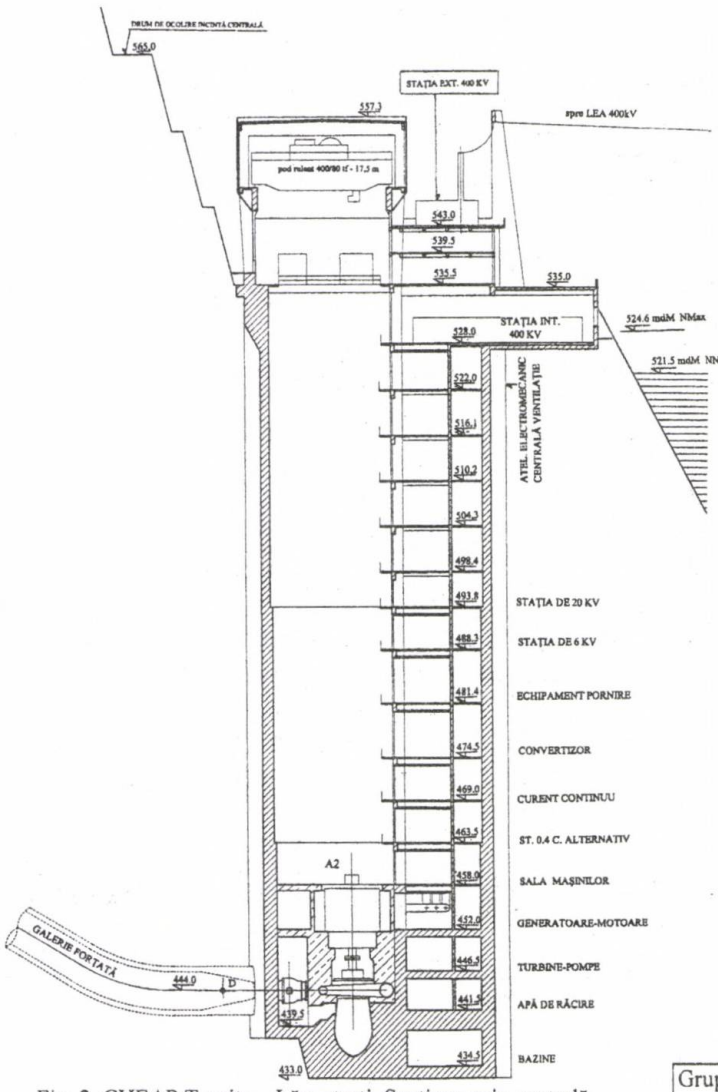



Fig. 2. CHEAP Tarnița – Lăpușteși. Secțiune prin centrală.

- reducerea volumului de lucrări la barajul lacului superior prin reamplasare și reducerea capacității de acumulare;

- îmbunătățirea condițiilor de execuție a lucrărilor prin scurtarea fronturilor de lucru;

- posibilitatea realizării, oricînd și în orice condiții, a unei extinderi, prin execuția unui puț nou pentru extinderea centralei.Pentru înlăturarea unor eventuale dezavantaje datorite unor posibile infiltrații din lacul de acumulare Tarnița în amplasamentul centralei pe perioada de execuție, există condiții tehnice și tehnologice accesibile.

Prin instalarea unor hidroagregate cu putere unitară mai mare de 250 MW, respectiv 300 MW sau 350 MW, practic se vor înregistra creșteri ale costurilor la procurarea echipamentelor electromecanice și bineînțeles la lucrările de montaj, precum și la toate categoriile de lucrări aferente derivațiilor, respectiv galeria forțată și galeriile de fugă.

Creșterile costurilor aferente centralei și amenajărilor exterioare adiacente acesteia sunt nesemnificative, dacă puterea unitară a hidroagregatelor reversibile crește de la 250 MW la 300 MW sau 350 MW, iar rezervorul superior Lăpușteși nu se modifică în raport cu puterea centralei.

## 2. Prezentarea soluțiilor constructive

Noua schemă de amenajare a CHEAP Tarnița-Lăpușteși a impus mutarea amplasamentului rezervorului superior spre aval față de varianta studiată anterior, în scopul reducerii investiției prin micșorarea lungimii conductei forțate.

În funcție de configurația terenului din zonă, s-a ales ca noua acumulare să fie amplasată pe o culme de deal, în zona de naștere a pîrîului Fărcașa, afluent de stînga al rîului Someșul Cald. Amplasamentul ales pentru rezervorul superior se dezvoltă pe o suprafață relativ plană, ce include două creste de deal între care ia naștere pîrîul Fărcașa.

Derivația CHEAP Tarnița – Lăpușteși asigură tranzitarea debitelor instalate pentru turbinare/pompaj între rezervorul Lăpușteși și acumularea Tarnița. Este compusă din două segmente: derivația de mare presiune, situată între rezervorul Lăpușteși și centrală, și derivația de mică presiune, situată între centrală și acumularea Tarnița.

Derivația CHEAP Tarnița – Lăpușteși este dimensionată în următoarele variante:

| Grupa de variante | $P_i$ [MW] | $Q_i$ [m³/s] | | $D_i$ [m] | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Turbinat | Pompat | Mare presiune | Mică presiune |
| A | 500 | 108 | 86 | 1 x 4,80 | 2 x 4,30 |
| B | 600 | 130 | 103,2 | 1 x 5,20 | 2 x 4,70 |
| C | 700 | 151,2 | 120,4 | 1 x 5,60 | 2 x 5,10 |

Derivația de mare presiune este o derivație forțată blindată. S-au studiat trei moduri de alcătuire a acestei derivații: în toate variantele, A, B și C, derivația de mare presiune începe cu o priză poligonală, urmată de o galerie forțată în lungime de circa 1070 m, care are la capătul inferior distribuitorul către cele două turbine.

Modul de alcătuire a derivației de mică presiune este același pentru toate variantele, diferind numai diametrele, în funcție de debitul instalat:

- două galerii înclinate inferioare, de circa 60 m fiecare și înclinare de 12°, care fac legătura între cîte un aspirator al centralei și un puț de mică presiune;

- două puțuri de mică presiune, cu înălțimea de circa 70 m fiecare;

- două galerii superioare de mică presiune, de circa 30 m fiecare, făcînd legătura între un puț de mică

presiune şi o priză poligonală amplasată în acumularea Tarniţa, sub nivelul minim de exploatare al acestei acumulări.

Amplasamentul centralei este pe malul stîng al lacului de acumulare Tarniţa, conform planului de situaţie. Accesul în centrală se realizează pe drumul de contur mal stîng, prin coada lacului Tarniţa, racordat la drumul de acces Tarniţa – Mărişelu.

Tipul de centrală s-a ales în funcţie de particularităţile geomorfologice şi ale presiunii hidrostatice din amplasament.

S-a considerat că realizarea unei caverne subterane de circa 22 m deschidere şi 88 m înălţime, care să fie supusă în exploatare unei presiuni hidrostatice de 80 $mH_2O$, este practic imposibilă.

Soluţia privind realizarea unor drenuri de descărcare hidrostatică ar duce la activarea infiltraţiilor spre centrală şi implicit la creşterea costurilor necesare pentru pomparea permanentă a apei de infiltraţie.

Analizînd posibilităţile de eliminare a deficienţelor menţionate, s-a optat pentru tipul de centrală în puţ, care, avînd secţiunea perimetrală circulară, lucrează cel mai bine la presiuni hidrostatice mari, necesitînd un consum redus de armătură, prezintă mai multă siguranţă în exploatare.

Totodată, în timpul execuţiei centralei, se pot lua măsuri pentru hidroizolarea şi etanşeizarea peretelui puţului, reducînd la maximum infiltraţiile în centrală.

Pentru amplasarea celor două grupuri de cîte 250 MW fiecare, s-a considerat un puţ cu diametrul exterior de 34 m, care să permită montajul lesnicios al grupurilor şi vanelor, dar care să prezinte şi posibiltăţi de amplasare a nivelurilor tehnologice, a scării şi a lifturilor. Astfel, zona aval a centralei a fost gîndită ca o anexă tehnologică pe toată înălţimea puţului, care asigură dispunerea corespunzătoare a tuturor instalaţiilor electromecanice şi accesul.

Transformatoarele sunt amplasate pe platforma exterioară a centralei.

## 3. Echipamente electromecanice

Varianta analizată de ISCE prevede instalarea în centrala Tarniţa – Lăpuşteşti a două grupuri reversibile cu turbină–pompă de tip Francis, prevăzute să funcţioneze unul cu turaţie fixă, celălalt cu turaţie variabilă.

Maşina hidraulică reversibilă care va echipa UHEAP Tarniţa – Lăpuşteşti este o turbină–pompă de tip Francis, cu arbore vertical, şi va fi procurată din import, de la o firmă de tradiţie cu realizări remarcabile în domeniul concret de funcţionare al UHEAP Tarniţa – Lăpuşteşti, respectiv puteri de peste 200 MW şi căderi de 500 – 600 m.

Turbina–pompă reversibilă va fi prevăzută cu regulator electrohidraulic cu control digital, cu microprocesor care urmăreşte toţi parametrii de funcţionare ai hidroagregatului reversibil.

Principalii parametrii ai turbinei – pompă :

- Tipul maşinii hidraulice: turbină–pompă reversibilă de tip Francis, cu arbore vertical, TPRV 250 – 520
- Număr de agregate: două (unul cu turaţie variabilă)
- Căderea netă la turbinare:
  - maximă 528 m
  - nominală 520 m
  - minimă 500 m
- Debit maxim turbinat: 54 $m^3/s$
- Puterea maximă: 256 MW
- Înălţime de pompare:
  - maximă 545 m
  - nominală 542 m
  - minimă 522 m
- Debit pompat maxim: 43 $m^3/s$
- Putere absorbită maximă: 270 MW
- Turaţia nominală: 500 rpm
- Contrapresiune: -70 m

În afara variantei de bază (A) cu puterea instalată de 500 MW s-au analizat variante de echipare cu două grupuri de 300 MW fiecare (B) şi 350 MW (C), parametrii grupurilor modificîndu-se în mod corespunzător:

| | Varianta B | Varianta C |
|---|---|---|
| Număr grupuri | 2 | 2 |
| Cădere brută | 531-508,50 m | 531-508,50 m |
| Debit nominal turbinat | 65 $m^3/s$ | 75 6 $m^3/s$ |
| Putere nominală/turbină | 307 MW | 358 MW |
| Înălţime de pompare | 545 m | 545 m |
| Debit pompat | 51,6 $m^3/s$ | 60,2 $m^3/s$ |
| Putere nominală/pompă | 324 MW | 378 MW |
| Turaţie | 500 rpm | 500 rpm |
| Contrapresiune | -70 m | -70 m |

## 4. Evaluări cantităţi de lucrări şi costuri

Costurile execuţiei lucrărilor de realizare a CHEAP Tarniţa – Lăpuşteşti în variantele de putere de 500 MW, 600 MW şi 700 MW sunt evaluate după cum urmează :

Varianta A, cu $P_i$ = 500 MW
Costul total: 492,0 milioane $
Investiţia specifică : i = 983 $/$kW_i$

Varianta B, cu $P_i$ = 600 MW
Costul total: 529,3 milioane $
Investiţia specifică : i = 882 $/ $kW_i$

Varianta C, cu $P_i$ = 700 MW
Costul total: 565,5 milioane $
Investiţia specifică : i = 808 $/ $kW_i$

Pentru comparaţie, menţionăm că în variantele analizate anterior s-au prezentat următoarele costuri :

Varianta de 1000 MW

Costul total : 781,5 milioane $

Investiţia specifică : i = 782 $/ $kW_i$

Varianta de 500 MW

Costul total : 563,6 milioane $

Investiţia specifică: i = 1 127 $/ $kW_i$

Pentru realizarea proiectului de investiţie CHEAP Tarniţa–Lăpuşteşti ca centrală de sistem, se prezumă că Guvernul României va pune la dispoziţia executantului şi beneficiarului fondurile necesare, atît în monedă locală, cît şi în valută pentru importuri.

Deoarece s-a demarat pregătirea reînceperii lucrărilor la grupul nr. 2 de la CNE Cernavodă, este certă existenţa a două grupuri nucleare de 700 MW fiecare, în funcţiune în momentul punerii în funcţiune a CHEAP Tarniţa–Lăpusteşti. Din acest motiv, principala sursă de energie pentru pompaj pentru CHEAP va fi energia nucleară, ceea ce înseamnă că pentru costul de pompare cea mai mare pondere o va avea costul de producere a energiei în centrala nucleară – energie de bază.

Energia produsă de CHEAP Tarniţa–Lăpusteşti va fi energie de vîrf, mai scumpă decît energia consumată pentru pompaj.

Pentru analiza financiară se prezumă următoarele date de bază :

- costul energiei de bază produsă de CNE: 0,022 $/kWh;
- costul energiei de vîrf produsă de CHEAP: 0,08648 $/kWh;
- durata de viaţă a lucrării :

50 ani pentru construcţii;

25 ani pentru echipamente.

## Concluzii

Comparînd soluţia şi investiţia din studiile anterioare cu soluţia şi investiţia din varianta ISCE, se pot trage următoarele concluzii:

- termenul de realizare a obiectivului este acelaşi ca în variantele analizate anterior;
- prin reducerea volumului de lucrări de construcţii, la varianta de 500 MW se poate realiza o reducere de investiţie de ordinul a 72 milioane $, păstrînd aceleaşi costuri şi indici de preţ în ambele analize;
- în situaţia în care se realizează proiectul cu grupuri de putere unitară mai mare, de 300 MW sau 350 MW, se îmbunătăţesc indicatorii economico–financiari ai lucrării.

Din punct de vedere energetic subliniem că noul amplasament analizat în prezentul studiu, prin reducerea lungimii derivaţiei şi implicit a pierderilor de sarcină la transvazarea apei, conduce la un randament mult îmbunătăţit, de circa 0,775 faţă de randamentul de transformare energetică în varianta iniţială de 0,71.

Prin realizarea proiectului centralei hidroelectrice cu acumulare prin pompaj Tarniţa–Lăpuşteşti se vor crea următoarele consecinţe :

a. CHEAP va asigura necesităţile de energie electrică de vîrf şi pentru economia revitalizată a României şi pentru export pe terţe pieţe, unde sunt cereri mari de astfel de energie, cum ar fi Ungaria.

b. Cu privire la sistemul energetic cu care va fi conectată CHEAP, aceasta va putea să asigure diverse servicii cum ar fi reglajul de frecvenţă, reglajul de tensiune şi producerea de putere reactivă, ceea ce înseamnă o îmbunătăţire a calităţii energiei furnizate consumatorilor.

c. Proiectul va dezvolta o sursă de energie curată, regenerabilă, preexistentă în zona de implementare a lucrării, care va contribui la creşterea densităţii de utilizare a resurselor de apă şi a potenţialului hidroenergetic utilizat în România.

d. Se va reduce substanţial folosirea combustibilului fosil de înlocuire, prin renunţarea la centrala rapidă pe gaz.

e. Pe cale de consecinţă se reduce emisia de dioxid de carbon, cu efecte benefice privind mediul.

f. Se creează condiţii favorabile interconectării SEN cu sistemul lărgit european, UPCTE.

**BIBLIOGRAFIE**


[1] Brown, J. G. *Centrale hidroelectrice de mare putere.* Editura Tehnică, 1970.

[2] Warmick, C.C. *Hydropower enginering.* Prentice Hall, 1984.

[3] Siervo de F., Lugaresi, A. *Modern trends in selecting and designing reversible Francis pump – turbines.* În: Water Power and Dam Construction, vol May 1980.



**Referent: ing. Dan Dobrescu- ISPH S.A.**

**(Primit la 20 noiembrie 2000, acceptat la 22 noiembrie 2000)**

# CONTRIBUȚIA AMENAJĂRILOR HIDROENERGETICE DIN ROMÂNIA EXISTENTE ŞI VIITOARE LA APĂRAREA ÎMPOTRIVA INUNDAȚIILOR ŞI FENOMENELOR METEOROLOGICE PERICULOASE.

## SINTEZĂ – INFORMAȚII

ing. VESPASIAN CLAUDIU CROITORU*

*Lucrarea prezintă principalele fenomene naturale distructive manifestate pînă în prezent în România, cu referire în mod special la caracteristicile şi efectele inundațiilor, ca agent cauzator de dezastre, şi la situațiile specifice din România care contribuie direct la amplificarea pagubelor în cazul producerii acestora.*

*Se prezintă pe scurt amenajările hidroenergetice aflate în administrarea S.C. Hidroelectrica şi capacitatea de atenuare a viiturilor în acumulări. Pentru punerea în evidență a aportului acestora în atenuarea viiturilor şi prevenirea dezastrelor sunt prezentate în detaliu evenimentele din perioada 11-16 iulie 1999 produse în bazinele hidrografice: Rîul Mare, Cerna, Motru şi Jiu, precum şi concluziile rezultate pe perioada producerii calamităților şi după revenirea la normal a debitelor afluente.*

*În partea finală, în funcție de specificul construcțiilor existente în România, sunt subliniate măsurile posibile pentru apărarea împotriva inundațiilor şi fenomenelor meteorologice periculoase, principala cale fiind finalizarea amenajărilor hidroenergetice în curs de execuție în programul de dezvoltare S.C. Hidroelectrica şi promovarea de noi amenajări hidroenergetice cu folosințe complexe, pentru zonele de risc la inundații.*

*The paper presents the main destructive natural phenomen that a have occurred in Romania up to the present moment, especially related to the characteristics and effects of floods as a disaster causing factor (agent) and the specific situations that directly contributed to increasing the damages caused by their occurrence.*

*The article briefly presents the hydroelectric power stations under S.C. Hidroelectrica management and the capacity of diminishing the superfloods in the storages. To underline the input of the former in diminishing the effects of superfloods and prevent disasters, the events that occurred between 11-16 July 1999 in the hydrographic basins of the Rîul Mare, Cerna, Motru, Jiu rivers, as well as the conclusions that were drawn during this period of time and after the flow of the affluents were back to normal are presented.*

*The last part of the article is dedicated to underlining the measures that could be taken so that to ensure protection against floods and dangerous weather phenomena relating to the characteristics of the developments existing in Romania; the main means would be the completion of the hydroelectric power stations under development in the S.C. Hidroelectrica development programme and promotion of new hydroelectric power stations (developments) building to serve multiple purposes in the areas that imply a high flooding risk.*

Descriptori: inundații, siguranța populației, amenajarea hidroenergetică a rîurilor în zone cu risc

### Considerații generale privind fenomenele cauzatoare de dezastre

Principalele fenomene naturale distructive aparținînd categoriei dezastrelor, care au fost identificate în România pînă în prezent, în funcție de agenții cauzatori, în ordinea mărimii pagubelor şi a pierderilor de vieți omeneşti, sunt:

- cutremurele;
- inundațiile şi fenomenele meteorologice periculoase;
- alunecările şi prăbuşirile de teren;
- epidemiile.

Istoric, potrivit structurii geomorfologice a teritoriului țării noastre, cît şi climei temperat continentale, riscurile cele mai cunoscute au fost cutremurele şi inundațiile. În ultimii ani, pe fondul schimbărilor climatice pe întregul glob, în România s-au accentuat, ca frecvență şi intensitate față de trecut, inundațiile concentrate local şi zonal, fenomenele meteorologice periculoase inedite, precum şi alunecările de terenuri.

Inundațiile se datorează, în principal, căderii masive de precipitații sub formă de ploaie sau zăpadă şi topirii bruşte a zăpezilor. Situațiile cu urmările cele mai dezastruoase se produc în perioada lunilor aprilie–mai, atunci cînd coincid trei factori: acumulări masive de zapadă în munți, ploi torențiale calde şi/sau temperaturi ridicate ale aerului. Ca urmare a acestor fenomene, pe cursul rîurilor apare unda de viitură al cărei hidrograf se caracterizează în principal prin:

* Institutul de Studii şi Proiectări Hidroenergetice – ISPH, Bucureşti

- debitul maxim - de vîrf - reprezintă volumul maxim de apă scurs, pe secundă;

- timpul de creştere: durata din momentul debitului normal şi atingerea debitului maxim;

- timpul de descreştere: durata din momentul debitului de vîrf pînă la revenirea la debitul normal;

- volumul viiturii: volumul total de apă scurs pe duratele menţionate anterior.

Cauzele directe ale producerii fenomenelor meteorologice periculoase urmate de inundaţii nu pot fi încă prevenite sau influenţate, putîndu-se interveni numai în diminuarea urmărilor.

Pagubele produse de inundaţii sunt amplificate în România de următoarele aspecte:

a) Majoritatea localităţilor din România, au apărut şi s-au dezvoltat de-a lungul cursurilor de rîuri, justificat de asigurarea necesarului de apă. În decursul timpului, dezvoltarea gospodăriilor a condus la ocuparea aproape integrală a albiei majore a rîurilor, zonă strict necesară pentru scurgerea în regim natural normal a debitelor mari. Un factor important de amplasare a gospodăriilor, în special în zonele rurale, l-a constituit nivelul economic scăzut al populaţiei, lipsa de informaţii, precum şi nefuncţionarea reglementărilor privind autorizarea realizării construcţiilor, situaţie care se manifestă şi în prezent.

b) Defrişarea masivă a zonelor de munte şi colinare, dar şi a zonelor de şes, precum şi neamenajarea torenţilor, a determinat diminuarea masivă a coeficientului de scurgere, reducerea accentuată a timpului de creştere a debitului de viitură şi creşterea valorii absolute a debitului maxim, de vîrf.

c) O caracteristică deosebită a regimului hidrologic al ţării îl reprezintă faptul că, din volumul total anual scurs de apă pe rîuri, circa 40 % este concentrat îndeosebi în lunile aprilie şi mai.

d) Numai o mică parte din localităţile din România dispun de regularizări ale cursurilor rîurilor pe zona localităţilor, prin adîncirea albiei şi asigurarea pantei optime de scurgere, exemplul cel mai bun, atît ca proiect, cît şi ca execuţie, constituindu-l regularizarea rîului Cerna în zona localităţii Băile Herculane.

e) Pentru un număr important de rîuri, cu potenţial hidroenergetic specific redus (kW/km), dar cu potenţial de risc crescut de inundaţii, au fost studiate şi elaborate schemele de amenajare a noi amplasamente, fără însă ca acestea să fie promovate pentru aprobare.

f) Cursurile rîurilor sunt strangulate, îndeosebi în zona localităţilor, datorită neefectuării timp îndelungat a lucrărilor de întreţinere şi asigurare a secţiunii şi pantei de scurgere.

g) Îndiguirile realizate pentru protejarea localităţilor şi a terenurilor, precum şi pentru creşterea suprafeţelor de terenuri noi cultivabile, impiedică atenuarea viiturilor mari, provocînd periclitarea localităţilor (faţă de alternativa inundării controlate a terenurilor).

## 1. Participarea amenajărilor hidroenergetice în exploatare la diminuarea pagubelor produse de inundaţii şi fenomene meteorologice periculoase

SC Hidroelectrica deţine în administrare un număr de 80 de baraje cu un volum total brut al acumulărilor de circa 7,5 x $10^9$ $m^3$. Prin cele 125 de centrale hidroelectrice existente se turbinează un volum total de apă de circa 9,7 x $10^{10}$ $m^3$/an. Dintre cele 80 baraje, un număr de 20 baraje dispun de acumulări cu volume de peste 100 mil. $m^3$, pe fluviul Dunărea şi pe următoarele rîuri: Lotru, Olt (trei acumulări), Argeş, Rîul Mare, Cerna, Bistra, Someşul Mic, Drăgan, Sebeş, Bistriţa, Siret. La acestea se adaugă acumulări importante aparţinînd Companiei Naţionale "Apele Române" amplasate pe rîurile: Dîmboviţa, Buzău, Ialomiţa, Prut etc.

Un caz cu totul deosebit de contribuţie a acumulărilor din administrarea SC Hidroelectrica la apărarea populaţiei din mai multe judeţe îl constituie evenimentele meteorologice deosebit de periculoase din perioada 11 - 16 iulie 1999. În perioada menţionată, în bazinele hidrografice ale rîurilor Rîul Mare, Cerna, Motru şi Jiu s-au înregistrat ploi torenţiale de o inten-sitate excepţională, pe bazine situaţia prezentîndu-se astfel:

**Acumularea Gura Apelor de pe Rîul Mare**

În data de 11 iulie 1999 ora $22^{00}$ acumularea Gura Apelor şi centrala Retezat se aflau în următoarea situaţie:

- nivelul de exploatare: 989,98 mdM
- volumul de apă în acumulare: 21,88 mil.$m^3$
- debitul afluent: 16,9 $m^3$/s
- debitul turbinat prin centrală: 25,5 $m^3$/s
- cota coronamentului barajului: 1078,5 mdM
- nivelul restricţionat de exploatare: 995,5 mdM
- volumul brut al acumulării: 210 mil. $m^3$

În data de 12 iulie ora $2^{00}$ debitul a crescut la circa 70 $m^3$/s, iar în continuare între orele 5 şi 6 s-a atins un debit de vîrf de circa 900 $m^3$/s, urmat apoi la cîteva ore de un al doilea debit de vîrf de circa 725 $m^3$/s. Între orele $2^{00}$ - $11^{00}$ în lac s-a acumulat un volum de circa 14 mil.$m^3$, cota maximă atinsă în lac fiind de 1011,96 mdM, după 43 h de la declanşarea viiturii. În data de 22.07.1999, acumularea a revenit la situaţia normală iniţială, respectiv: $Q_{afl.}$ = 15,5 $m^3$/s şi nivelul apei în acumulare 995,2 mdM. Volumul total al viiturii în perioada 12.07 - 22.07.1999 a fost de 50,5 mil. $m^3$.

Debitele pe perioada viiturii au fost determinate prin calcul, folosind înregistrările de nivel cu frecvenţă de circa o înregistrare pe oră, curba de capacitate a acumulării şi debitele evacuate în aval prin golirile de fund care au fost de 75 $m^3$/s şi prin centrala de 25 $m^3$/s. Cu toate că lacul Gura Apelor este echipat cu un traductor modern de citire a nivelului de fabricaţie

Reittmayer, după deschiderea vanelor golirii de fund sistemul de măsură nu a mai prezentat precizie datorită pulsațiilor de presiune, citirile de nivel fiind efecutate de personalul de exploatare a barajului pe miră fixă de măsură niveluri, în condiții deosebit de grele, datorate fenomenelor meteorologice deosebite.

Cu aceste rezerve, din punctul de vedere al vîrfului viiturii, aceasta se poate încadra în zona asigurării de 1/1000, după hidrograful avut în vedere la proiectare. Sunt prezentate "Hidrograful reconstituit al viiturii în secțiunea barajului Gura Apelor pe perioada 12-16.07.1999" (fig.1) și "Evoluția nivelurilor și debitelor la barajul Gura Apelor la viitura din iulie 1999" (fig.2), întocmite de serviciile de specialitate din SC Hidroelectrica SA.

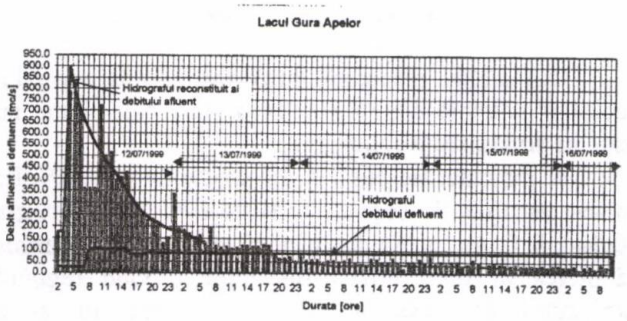



Fig.1. Hidrografele afluente și defluente - S.C. Hidroelectrica – Serviciul Exploatare.

În aval de barajul Gura Apelor în secțiunea orașului Hațeg, debitul diferenței de bazin la care s-a adaugat debitul defluent de 100 $m^3/s$, a fost de circa 350 $m^3/s$.

În situația în care nu ar fi fost amenajat Rîul Mare, amonte și aval, debitul de viitură de vîrf după confluența cu rîul Strei pînă la confluența cu rîul Mureș ar fi fost de circa 1400 $m^3/s$, fapt ce ar fi determinat distrugerea a mii de gospodării, drumuri, poduri, căi ferate, unități economice și altele, avînd în vedere și faptul că din cele 7 trepte ale amenajării hidroenergetice Strei pe sectorul Subcetate Simeria, se lucrează numai la prima treaptă, respectiv centrală și acumularea Subcetate.

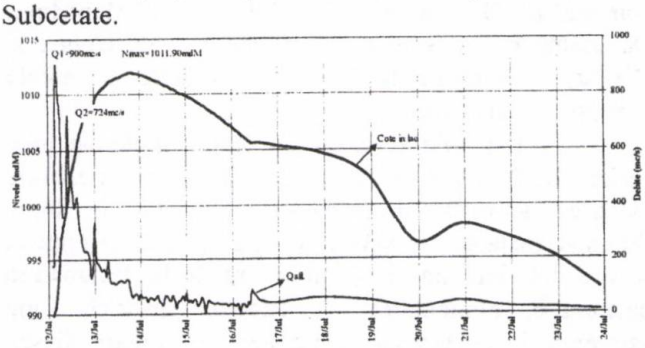



Fig. 2. Evoluția nivelurilor și debitelor la barajul Gura Apelor la viitura din iulie 1999 (S.C. Hidroelectrica-Serv.Urmărirea Comportării Construcțiilor).

Valoarea estimată a pagubelor produse de calamitate la uvrajele și instalațiile proprii SC Hidroelectrica - Sucursala Hidrocentrale Hațeg, a fost 86,9 mild.lei, obiectele afectate de calamitate fiind: drumuri de acces, poduri, diguri de apărare, halde de steril, rețeaua telefonică pe fir proprie, cît și proprietatea ROMTELECOM, linii electrice aeriene de 20 kV și 110 kV, captări și alimentari cu apă, organizările tehnologice și de șantier, depozite etc. De asemenea s-au produs: prăbușiri din versanți, blocaje și acumulări de apă pe cursul torenților, colmatarea captărilor secundare, debușări galerii etc.

Ploile torențiale au antrenat în acumulare material fin, care a determinat creșterea excepțională a turbidității apei din lacul de acumulare. Aceasta, în final a produs colmatarea instalațiilor de filtrare a apei de răcire a hidroagregatului aflat în funcțiune din centrala hidroelectrică Retezat, fapt care a necesitat oprirea agregatului, nemaifiind asigurată răcirea normală a lagărelor.

În aval de barajul Gura Apelor, pe traseul văii unui torent s-a produs blocarea văii, urmată, în cursul nopții de 12 iulie, de acumulare de apă, ruperea blocajului și distrugerea unui corp de clădire din colonia baraj, situație ce a condus la pierderea a 13 vieți omenești.

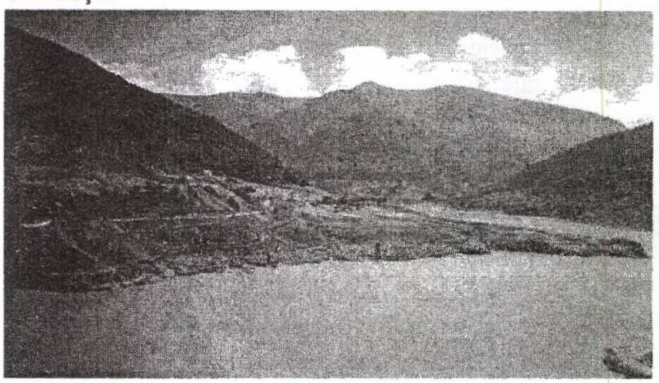


Fig. 3. Acumularea Gura Apelor Retezat. Se observă turbiditatea pronunțată a apei din lac, după calamitate.

Din datele hidrologice existente, rezultă că s-au mai înregistrat viituri importante pe cursul Rîului Mare, măsurate în secțiunea Ostrovul Mic, situată la circa 25 km în aval de barajul Gura Apelor astfel: în august 1949: 877 $m^3/s$ și în mai 1978: 865 $m^3/s$. Se menționează că la inundațiile din 12.07.1999 debitul de vîrf în secțiunea Ostrovul Mic, în condițiile în care nu era realizat barajul Gura Apelor, ar fi fost de circa 1100 $m^3/s$. Nu se dețin date asupra pagubelor produse în anul 1949. Viitura din mai 1978 s-a produs în momentul în care erau deja începute lucrările de bază la barajul Gura Apelor, batardoul incintei barajului, lucrările de bază și organizările de șantier fiind distruse.

Intervenția în sprijinul populației din localitățile afectate și redeschiderea drumurilor de acces a fost asigurată de către: Comisia locală și Centrala de Apărare Împotriva Inundațiilor și Fenomenelor Meteorologice Periculoase, Prefectura județului Hunedoara,

reprezentanţii Guvernului României, Ministerul Apărării Naţionale, Societatea Comercială Hidroconstrucţia SA, S.C. Hidroelectrica şi Sucursala Hidrocentrale Haţeg. S-a ţinut permanent legătura cu Institutul Naţional de Meteorologie şi Hidrologie, din datele transmise rezultînd că centrul ploilor torenţiale se va îndrepta spre bazinele hidrografice ale rîurilor Cerna, Motru şi Jiu, situate în apropierea munţilor Retezat.

Următoarea acumulare afectată a fost acumularea Cerna, cu un volum brut de 124 mil.$m^3$, coeficientul de umplere în acel moment fiind de circa 70%. S-au luat măsuri pentru deschiderea golirilor de fund de la barajele Cerna (situat pe rîul Cerna la 47 km de localitatea Băile Herculane) şi la barajul Herculane (situat pe rîul Cerna la 7 km de localitatea Băile Herculane). În ziua următoare ambele acumulări au atins capacitatea nominală şi au intrat în deversare, debitul în secţiunea localităţii Herculane fiind de circa 350 $m^3/s$, vîrful de viitură fiind preluat în acumularea Cerna.

Alarmarea populaţiei şi în special a numeroşilor turişti cu corturi amplasate în albia minoră a rîului Cerna, a fost asigurată de Comisia locală de apărare civilă, Primărie şi de către personalul Sucursalelor Hidrocentrale Caransebeş şi Tîrgu Jiu. Coordonarea manevrelor pentru deschiderea uvrajelor la barajele Cerna, Herculane şi apoi Motru s-a asigurat prin SC Hidroelectrica, iar transmiterea deciziilor şi a schimbului de informaţii cu Sucursalele Caransebeş şi Tg. Jiu s-a efectuat prin camera de comandă a SHEN Porţile de Fier I. Cele mai mari pagube s-au produs la acumularea Cerna, unde au fost serios afectate drumul axial de acces la baraj şi drumul contur lac. Şi aici s-au produs două victime umane, doi tineri fiind antrenaţi de şuvoaiele pe versantul stîng al acumulării în lac. Acelaşi fenomen de turbiditate ridicată a apei s-a constatat şi în acumularea Cerna, ca şi în acumularea Gura Apelor, apa turbinată din lacul Cerna în lacul Motru prezentînd turbiditate ridicată timp de circa 1,5 luni.

Ultima zonă în care s-au manifestat inundaţiile din 11-16 iulie 1999 a fost bazinul superior al rîului Jiu, care a afectat serios amenajarea hidroenergetică Vădeni-Tg. Jiu, deşi debitul maxim în data de 13.07.1999 a fost de numai 155 $m^3/s$. Fenomenul ce s-a manifestat, a constat în antrenarea unei cantităţi excepţionale de material din bazinul superior al rîului Jiu, în genere pămînt, nisip şi praf de cărbune, care au produs colmatarea în procent de 83% a acumulării Vădeni şi 40% a acumulării Tg. Jiu.

Această situaţie periclitează municipiul Tîrgu Jiu, singura soluţie viabilă fiind realizarea acumulării Valea Sadului, aflată în curs de construire în amonte de Vădeni.

Fig. 4. Imagini din septembrie '99 ale acumulării Vădeni după calamităţile din iulie 1999.

Din analiza efectuată, după revenirea la normal a debitelor afluente ale rîurilor pe zonele calamitate, au rezultat următoarele concluzii:

1. Informaţiile puse la dispoziţie de către INMH au fost esenţiale în ceea ce priveşte evoluţia şi direcţia deplasării frontului ploilor torenţiale, ceea ce a permis adoptarea în timp util a deciziilor privind regimul exploatării acumulărilor cu uvrajele aferente şi a centralelor hidroelectrice, precum şi posibilitatea avertizării populaţiei, cu excepţia momentului declanşării precipitaţiilor excepţionale în primele ore ale nopţii de 12.07.1999.

2. În condiţiile fenomenelor meteorologice excepţionale produse, dotarea existentă cu mijloace de măsură a precipitaţiilor nu a permis determinarea directă a valorilor acestora şi transmiterea imediată a avertizărilor necesare.

3. Instalaţiile de telecomunicaţie prin fir fizic (pe stîlpi sau cabluri îngropate), care asigurau legătura cu barajul Gura Apelor Retezat au fost primele deteriorate şi scoase din funcţiune, iar legăturile cu barajele Cerna, Herculane şi Motru situate în judeţele Gorj şi Caraş Severin s-au asigurat prin intermediul camerei de comandă a CHE Porţile de Fier I din judeţul Mehedinţi. De asemenea nu s-au putut utiliza reţelele Conex şi Dialog, acumulările fiind situate în zone de munte neacoperite cu semnal.

4. Ca şi căile de telecomunicaţii, liniile electrice aeriene de 20 kV care asigurau alimentarea cu energie electrică a instalaţiilor barajelor (goliri de fund, iluminat, instalaţii de măsură etc.) au fost deteriorate şi scoase din funcţiune în primele ore de la declanşarea calamităţii, alimentarea cu energie electrică fiind asigurată de generatoare acţionate cu motoare diesel, existente la fiecare baraj.

5. Datorită distrugerii căilor de acces, primele ajutoare către populaţie în zonele calamitate au fost asigurate cu elicoptere, din momentul reducerii vitezei vîntului şi asigurarea vizibilităţii minime necesare.

6. Avertizarea populaţiei şi îndepărtarea din zonele ce urmau să fie inundate s-a realizat cu succes pe rîul Cerna, pe un sector de circa 50 km, şi pe rîul Motru, pe un sector de circa 20 km, rezultînd totuşi că mai sunt necesare acţiuni educative privind comportamentul populaţiei în situaţiile de calamitate.

## 3. Măsuri alternative privind apărarea împotriva inundaţiilor şi fenomenelor meteorologice periculoase

Tendinţa pe plan mondial în ceea ce priveşte efectele dezastrelor este de diminuare a pagubelor materiale şi pierderilor de vieţi omeneşti prin realizarea de construcţii ieftine, din materiale uşoare, însoţită de asigurarea acestora de către deţinători, acceptarea deliberată a distrugerii acestora în situaţiile de calamitate, la care se adaugă un sistem bine organizat pentru salvarea şi punerea în siguranţă a populaţiei.

O caracteristică importantă a climei în România o constituie perioada de iarnă, construcţiile fiind proiectate pentru temperaturi convenţionale ale aerului exterior cuprinse între $-12^0$ C şi $-21^0$C . Datorită acestei situaţii obiective, marea majoritate a locuinţelor din România reprezintă în realitate locuinţe relativ scumpe, realizate din piatră, cărămidă şi beton (circa 8,5 mil. locuinţe).

În condiţiile arătate, este necesar ca strategia privind protecţia împotriva inundaţiilor şi fenomenelor meteorologice periculoase să se axeze pe trei căi importante, şi anume:

A. Continuarea amenajării cursurilor de apă care să asigure folosinţele complexe necesare; protecţia împotriva inundaţiilor şi serviciile de gospodărie a apelor, conjugate cu valorificarea potenţialului hidroenergetic.

B. Dezvoltarea sistemului de asigurare a locuinţelor împotriva inundaţiilor şi a fenomenelor meteorologice periculoase, inclusiv în ceea ce priveşte riscurile, ca urmare a modificărilor climatice constatate în ultimii ani.

C. Continuarea dotării localităţilor cu sisteme de avertizare-alarmare, pentru situaţia apariţiei fenomenelor meteorologice periculoase.

Referitor la aportul amenajărilor hidroenergetice privind protecţia împotriva inundaţiilor se precizează că, deşi programul de dezvoltare SC Hidroelectrica cuprinde 25 obiective hidroenergetice, dintre care 17 amenajări asigură folosinţe complexe, finanţarea se asigură exclusiv de către SC Hidroelectrica, respectiv în procent de circa 45% din fondul special de dezvoltare a SEN şi 55% din surse proprii SC Hidroelectrica. Sursele de finanţare actuale limitate nu pot asigura realizarea acestor amenajări în termen optim economic, fiind necesară identificarea şi asigurarea unor surse suplimentare de finanţare.

Terminarea obiectivelor hidroenergetice în derulare şi realizarea noilor amenajări hidroenergetice propuse reprezintă oportunităţi esenţiale în dezvoltarea durabilă a României, argumentele de susţinere bine cunoscute fiind:

- necesarul de combustibili clasici pentru producerea energiei electrice în termocentrale nu este asigurat din producţia internă, nici în prezent şi cu atît mai mult în perspectivă, iar economia românească nu are capacitatea de a asigura valuta necesară pentru importul combustibililor decît prin împrumuturi;
- realizarea amenajărilor hidroenergetice se asigură pe întregul flux: studii, proiectare, construcţii şi instalaţii, fabricare echipamente, montaj, punere în funcţiune, exploatare, întreţinere şi reparaţii prin forţe interne, care asigură numeroase noi locuri de muncă şi necesită efort valutar minor;
- amenajările hidroenergetice asigură mai multe folosinţe, dar şi servicii necuantificabile, legate în special de creşterea nivelului de civilizaţie a zonelor izolate. În acest sens este uşor de remarcat diferenţa de dezvoltare economică a zonelor în care rîurile sunt amenajate hidroenergetic, faţă de celelalte zone;
- în prezent există amenajat circa 41% din potenţialul hidroenergetic tehnic amenajabil şi circa 55% din potenţialul economic amenajabil faţă de ţările vest-europene al căror procentaj de amenajare se situează între 75 - 92%;
- cheltuielile de capital pentru încadrarea în normele de emisii acceptate de Uniunea Europeană vor fi deosebit de mari în sectorul producerii energiei electrice pe bază de combustibili fosili, alternativa fiind creşterea ponderii producătorilor de energie hidroelectrică, inclusiv pentru comerţul cu emisii pe piaţa europeană.

Ca o concluzie, ţinînd seama de caracteristicile climatice ale României, de factorii determinanţi cauzatori de dezastre, de amplasarea şi tipul construcţiilor de locuit din România, singurele alternative pentru protecţia împotriva inundaţiilor şi fenomenelor meteorologice periculoase o constituie realizarea acumulărilor în zonele cu risc crescut, realizarea de sisteme de avertizare-alarmare care să acţioneze înainte de declanşarea situaţiilor meteorologice periculoase şi dezvoltarea unui sistem de asigurare a bunurilor, accesibil nivelului economic al populaţiei.

**BIBLIOGRAFIE**

**I. Documente interne:**


[1] *Raportul tehnic de exploatare pe anul 1999,* editat de S.C. Hidroelectrica

[2] Date hidrologice înregistrate şi prelucrate de Serviciul UCC şi Serviciul Regimuri Exploatare S.C. Hidroelectrica privind inundaţiile din 11-16.07.1999

[3] Date şi imagini înregistrate de Sucursalele Hidrocentrale Haţeg şi Tg. Jiu privind calamităţile din 11-16.07.1999

**II. Documente externe:**

[1] Popescu, Gh., Dobre, B. *Protecţia civilă şi managementul dezastrelor.* Universitatea "Spiru Haret, 2000

[2] * * * *Electrificarea în România,* 1951 – 1992. Regia Autonoma de Electricitate – RENEL.

[3] Dumitrescu, L. *Reabilitarea şi modernizarea sistemelor de alimentare cu căldură a clădirilor de locuit şi social culturale – Zonarea climatică a României.*

**Referent: dr. ing. Lucian Lefter – ISCE S.A.**
**dr. ing. Marin Ghergu – Universitatea "POLITEHNICA", Bucureşti**

**(Primit la 23 noiembrie 2000, acceptat la 30 noiembrie 2000)**

## *Recenzie*

Dan Ion Predoiu **"Îmblînzirea Dunării – Porţile de Fier I 1964 – 1972 Mărturiile vremii"**, Ed. Tempus, Bucureşti, 2000

Rememorarea acţiunilor care au dus la marile realizări din industria energiei din România, cum este cea a Sistemului Hidroenergetic şi de Navigaţie (SNEN) de la Porţile de Fier I pe fluviul Dunărea, trezeşte sentimentele de mîndrie ale generaţiei în curs de trecere, care a participat la construirea sistemului electroenergetic aşa cum l-am moştenit în prezent, fără de care România ar fi fost şi mai în urmă din punct de vedere economic.

Autorul lucrării este dl doctor inginer Dan Ion Predoiu, personalitate controversată, căreia însă trebuie să i se recunoască trei calităţi importante:

- participant direct, în calitate de inginer constructor, la realizarea obiectivului hidrocentralei de la Porţile de Fier I;
- o cultură generală mai largă în afara celei strict inginereşti, în special în domeniul istoriei românilor;
- talent în expunerea îngrijită şi concisă a ideilor.

De toate aceste trei calităţi se bucură lucrarea întocmită de Dan Ion Predoiu.

După ce face o scurtă incursiune în istoria şi legenda mai veche a zonei, autorul prezintă lista "marilor nume" din hidroenergetica românească, în care sunt amestecaţi hidroconstructori şi hidroenergeticieni.

Citate din presă prezintă atmosfera din perioada de dinainte de inaugurarea şantierului. Autorul descrie filmul inaugurării şantierului, cînd s-au întîlnit, după multă vreme de restrişte, cei doi şefi de state (din România şi din Iugoslavia), precum şi populaţiile locale, ţinute pînă atunci în "hăţuri".

Dan Predoiu îmbină în continuare textele proprii, care scot în evidenţă un foarte bun simţ de observaţie, dar şi talentul de a scrie atractiv, cu textele extrase din ziarele de atunci. În felul acesta lucrarea capătă un echilibru liniştitor între impresii şi fapte reale.

Unele evenimente demonstrează solidaritatea umană a constructorilor, care au format o "tagmă" aparte.

Jurămîntul lui Gilbert la înmormîntarea lui Rusmănică demonstrează aceată solidaritate, dar şi ştiinţa de a menţine relaţia optimă între conducătorii respectaţi şi mulţimea de executanţi.

Succesiunea evenimentelor descrise este argumentată cu fotografii alese cu grijă.

În final, autorul prezintă un grup de date şi caracteristici tehnice, care îmbogăţesc materialul descriptiv.

Recomandăm tuturor energeticienilor să citească această carte interesantă atît pentru veteranii energeticii româneşti, care vor găsi plăcerea evenimentului trecutului apropiat la care probabil au participat, cît şi pentru tineret, care în acest fel poate înţelege faptul că geniul românesc a realizat şi lucrări comparabile pe plan mondial, fără a solicita în mod exagerat "ajutorul specialiştilor străini".

Trebuie remarcat interesul pe care conducerea SC Hidroconstrucţia S.A. şi SC Hidroelectrica S.A. l-a arătat pentru acest volum, ajutîndu-l pe autor.

De asemenea, trebuie menţionată Editura Tempus, care a realizat o carte pe care o aşezi cu plăcere în biblioteca personală.

**dr. ing. Eugeniu Pavel**

# CALCULUL MULTIPLULUI CIRCULAȚIEI AL AGENTULUI DE LUCRU ÎN SISTEMUL VAPORIZATOR AL UNUI GENERATOR DE ABUR CU CIRCULAȚIE FORȚATĂ MULTIPLĂ

prof. dr. ing. CONSTANTIN NEAGA*

*În lucrare se analizează metoda grafo-analitică de determinare momentană a multiplului de circulație al unui generator de abur cu circulație forțată multiplă – GACFM -, lucru necesar pentru evitarea în special a răcirii insuficiente a țevilor de ecran. Cu acest prilej se deduc unele mărimi ale căror expresii sunt mai puțin cunoscute în domeniu, cum ar fi înălțimea de economizor pentru un asemenea generator, caracteristica externă a conturului de circulație etc.*

*Lucrarea, utilă specialiștilor din construcția și exploatarea generatoarelor de abur, oferă dezvoltări ulterioare.*

*This paper analyses, by graphico-analytical method, the momently determination for the circulation ratio in the forced multiple circulation boilers – GACFM.*

*The author calculates a new expressions for a different variables in this field, such as: the economizer portion, the external characteristic of the circulation circuit, etc.*

*The paper is also a start point for a future development in this area.*

Descriptori: generatoare de abur, curgere bifazică, multiplu de circulație, stabilitate hidrodinamică

## Introducere

La proiectarea unui generator de abur cu circulație forțată multiplă (GACFM), multiplul de circulație se admite statistic, din necesitatea asigurării vitezei masice de răcire a țevilor de ecran wρ, kg/(m$^2$.s).

Realizarea vitezei masice de circulație a agentului de lucru constituie condiția esențială pentru răcirea continuă a metalului sistemului vaporizator și deci pentru mărirea fiabilității și siguranței în funcționare a utilajului respectiv. Expresia matematică a menținerii constante a temperaturii metalului este [1]:

$$\frac{d}{d\tau}(m_m c_m t_m) = Q_1 - Q_2 = 0, \quad \text{kW} \qquad (1)$$

unde:

$m_m$ este masa metalică a ecranului (sau a unei părți a lui) analizat, kg;

$c_m$ - căldura specifică a metalului, kJ/(kg.K);

$t_m$ - temperatura, $^0$C;

$Q_1$ - debitul caloric incident (de la mediul radiant din focar), kW;

$Q_2$ - debitul caloric preluat de agentul de lucru, kW.

Dacă se asigură egalitatea celor două debite, atunci $t_m$ = const. și funcționarea sistemului vaporizator (SV) este sigură.

În exploatare unui GACFM, multiplul mediu de circulație (sau viteza masică a agentului de lucru) se verifică experimental; determinarea directă – prin măsurare – cu ajutorul debitmetrelor nu este practică (SV constă din mai multe contururi de circulație legate în paralel la tambur și la colectorul inferior distribuitor de apă), astfel că se apelează la metoda indirectă de calcul al multiplului de circulație.

În lucrarea de față se expune această ultimă metodă. Principiul de bază al metodei constă în găsirea punctului curent (la un moment dat) de funcționare a conturului de circulație; coordonatele lui, obținute din intersecția caracteristicii interne de funcționare a pompei de circulație și a caracteristicii externe (a buclei de recirculare) reprezintă valoarea multiplului de circulație și valoarea presiunii active din contur.

## 1. Bazele teoretice ale lucrării

Modelul fizic care stă la baza analizei ulterioare este prezentat în figurile 1 și 2; ele aparțin unui GACFM tip La Mont, cu parametrii nominali :

$$D_n = 675 \text{ t/h}; \; p_n = 174,5 \text{ bar}; \; t_n = 540/540^0 \text{ C}.$$

În figura 1 este arătată schema cotată a unui contur de circulație al SV, și anume partea mediană a ecranului frontal al focarului. Se disting cele două sectoare, de coborîre – neîncălzit - *abI*, în care sunt incluse colectoarele $C_1$, $C_2$, $C_4$, ventile, pompele de circulație PC și sectorul de urcare IVEFTS, în care prima parte este încălzită (se arată distribuția în trepte a densității liniare a fluxului termic obținută din calculul termic multizonal al focarului), iar partea finală (sfîrșit focar, tambur, separator) FTS, neîncălzită.

* Universitatea "POLITEHNICA", București

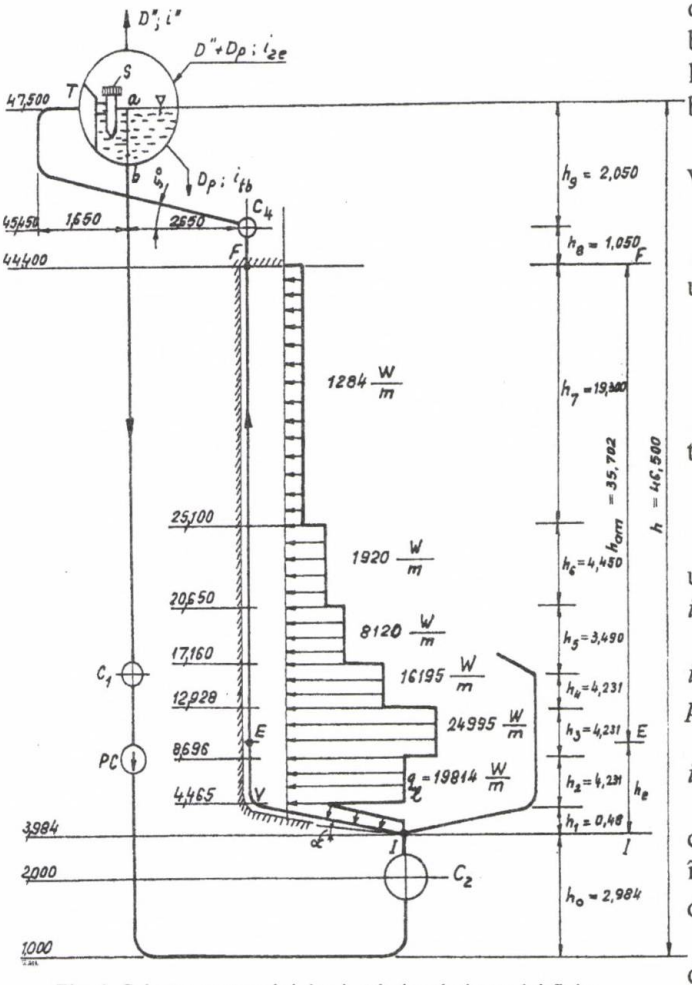


Fig. 1. Schema conturului de circulaţie admis model fizic:
T – tambur; S – separator de picături ; $C_1$, $C_2$, $C_4$ – colectoare;
PC – pompe de circulaţie.

Figura 2 arată legăturile colectorului principal distribuitor de sub focar cu cele patru ecrane: ecranul frontal al canalului1, FC1; ecranul spate al canalului 2, SC2; ecranele lateral stînga şi lateral dreapta LS, respectiv LD.

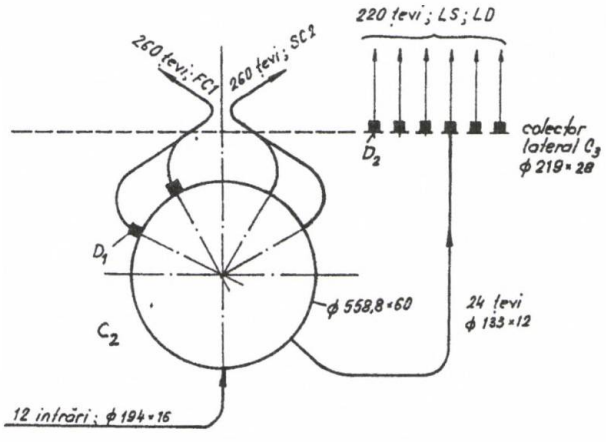


Fig. 2. Colectorul principal de distribuţie a apei, $C_2$: $D_1$, $D_2$ – diafragme; FC1, SC2, LS, LD – ecran frontal canal 1; spate canal 2 ; lateral stînga, lateral dreapta.

Ţevile ecranului frontal sunt prevăzute cu diafragme $D_1$ tip trunchi de con, avînd diametrele bazelor de 12 şi respectiv 38 mm; ambele ecrane laterale au diafragme de acelaşi tip $D_2$, cu diametrul bazelor de 8 şi respectiv 38 mm.

Se defineşte multiplul de circulaţie al sistemului vaporizator (fierbător) cu raportul :

$$m = \frac{D_f}{D''}, \qquad (2)$$

unde: $D_f$ este debitul momentan care circulă prin elementele tuturor contururilor de circulaţie, kg/s;
$D''$ - debitul de abur saturat care părăseşte tamburul, kg/s.

Din ecuaţia de bilanţ termic scris în jurul tamburului rezultă entalpia apei din tambur [1,6]:

$$i_{tb} = \frac{(m-1)i' + (1+p_j)i_{2e}}{m+p_j}, \ \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}; \qquad i_{tb} < i', \qquad (3)$$

unde:
$i'$ este entalpia apei la saturaţie pentru presiunea $p_s$ din volumul de abur al tamburului, kJ/kg;
$i_{2e}$ – entalpia apei la ieşirea din economizor, kJ/kg;
$p_j = D_p/D''$ - debitul de purjă, exprimat fracţional.

Dacă $i_{2e}=i'$ $(p_s)$ – economizor cu fierbere, atunci $i_{tb}=i'$.

În cazul GACFM nu se recomandă economizoare cu fierbere, aceasta ca măsură de prevenire a cavitaţiei în coloanele de aspiraţie ale pompelor de circulaţie; dacă $m \to \infty$, atunci $i_{tb} \to i'$.

Cunoscînd $i_{tb}$ şi presiunea în tambur, se pot determina temperatura apei în tambur $i_{tb}$, $^0$C, şi densitatea apei în tambur $\rho_{tb}$, kg/m$^3$.

Necesarul de căldură pentru a aduce la saturaţie un kg de apă din tambur este:

$$\Delta i_{tb} = i' - i_{tb} = \frac{1+p_j}{m+p_j}(i' - i_{2e}), \ \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}. \qquad (4)$$

Dacă ecranarea focarului este uniformă atunci numărul total de ţevi fierbătoare este:

$$n = 2(L+l)/s_e, \qquad (5)$$

unde: $L$ este frontul generatorului, m,
$l$ – adîncimea;
$s_e$ – pasul ţevilor de ecran, $m$.

Debitul de agent de lucru care circulă prin fiecare ţeavă fierbătoare are expresia (în ipoteza unei distribuţii hidraulice uniforme):

$$d_f = \frac{D_f}{n} = \frac{mD''}{n}, \ \frac{\text{kg}}{(\text{s.teava})}. \qquad (6)$$

### 1.1. Calculul înălţimii de economizor

Deoarece temperatura apei în tambur este mai mică decît temperatura de saturaţie şi în plus în sectorul coborîtor (neîncălzit) al conturului au loc variaţii de presiune, rezultă că agentul de lucru, după intrarea în

sectorul încălzit al conturului, trebuie să parcurgă o anumită distanţă – lungimea de economizor (proiecţia ei pe verticală se numeşte înălţime de economizor, $h_e$) -, pentru ca abia în punctul $E$ (punctul de economizor) să ajungă la saturaţie şi să înceapă vaporizarea.

Din ecuaţia Bernoulli scrisă pentru tubul de curent $aE$ (fig. 1) şi neluînd în considerare eventuala antrenare de abur din spaţiile de apă şi de abur ale tamburului, rezultă variaţia presiunii pentru zona respectivă a conturului.

$$p_e - p_s = 10^{-5}\left[g\rho_{tb}(h-h_0) - 0{,}5\,g(\rho_{tb}+\rho')h_e - \sum\Delta p_{ae}\right] + \Delta p_{PC}, \quad \text{bar}, \tag{7}$$

unde:

$p_s$ este presiunea la saturaţie în tambur, bar;

$h_e$ – înălţimea de economizor (necunoscuta problemei), m;

$\sum\Delta p_{ae}$ – suma tuturor pierderilor de presiune locale, de frecare, în ventile, în colectoare, în zona de economizor (se admite numai dacă la intrare în punctul $I$ există diafragmă) pe întreaga lungime a conturului cuprinsă între punctele $a$ şi $E$, Pa;

$\Delta p_{PC}$ – suprapresiunea creată de pompele de circulaţie, circa 2-3 bar.

Căldura primită de agentul de lucru pe lungimea de economizor $IE$ (trebuie ţinut seama de variaţia în trepte a densităţii de flux termic liniar $q_l$, kW/m) permite acestuia ca în punctul $E$ să ajungă la saturaţie; din ecuaţia de bilanţ termic rezultă expresia înălţimii de economizor:

$$h_e = \frac{\frac{h_1+h_2}{d_f}q_{l3} - \frac{lq_{l1}+h_2q_{l2}}{d_f} + \Delta i_{tb}}{\frac{q_{l3}}{d_f} + 10^{-5}g\frac{\rho_{tb}+\rho'}{2}\cdot\frac{di'}{dp}} + \frac{\left[\Delta p_{PC} + 10^{-5}g\rho_{tb}(h-h_0) - 10^{-5}\sum\Delta p_{ae}\right]\frac{di'}{dp}}{\frac{q_{l3}}{d_f} + 10^{-5}g\frac{\rho_{tb}+\rho'}{2}\cdot\frac{di'}{dp}}, \text{m} \tag{8}$$

unde:

$l$ = IV este lungimea laterală a vetrei, m;

$q_{l1}$ - densitatea liniară de flux termic corespunzător vetrei, kW/m;

$di'/dp = \Delta i'/\Delta p$ – variaţia entalpiei la saturaţie a apei cu presiunea, kJ/(kg, bar);

celelalte notaţii rezultă din figura 1.

Dacă punctul de economizor $E$ se plasează în cadrul cotei $h_2$ , atunci în expresia (8), $h_2$ = 0 şi $q_{l3}$ devine $q_{l2}$.

Dependenţa (8) exprimă şi faptul că $h_e$ creşte, cînd debitul $d_f$ creşte, cînd abaterea $\Delta i_{tb}$ creşte şi cînd densitatea de flux $q_l$ scade etc.

Pentru a evita cavitaţia în aspiraţia pompelor de circulaţie, trebuie ca presiunea apei în acest loc să fie mai mare decît presiunea de saturaţie corespunzătoare temperaturii apei la intrarea în pompe. Admiţînd că temperatura apei în coloana de coborîre nu se schimbă, rămînînd egală cu temperatura apei din tambur (ţevile sau conductele de coborîre sunt izolate termic), condiţia evitării cavitaţiei în aspiraţia pompelor de circulaţie se scrie:

$$p_{asp} > p_s(t_{tb}), \tag{9}$$

sau, pentru calcul:

$$p_{asp} = \gamma\, p_s(t_{tb}), \tag{10}$$

unde constanta de siguranţă $\gamma$ are valoare supraunitară, de exemplu $\gamma$ = 1,1.

Din ecuaţia Bernoulli aplicată tubului de curent din $a$ (nivelul apei în tambur) pînă în aspiraţia pompelor de circulaţie, deci pe distanţa $h_{PC}$, rezultă:

$$10^{-5}g\rho_{tb}h_{PC} = \gamma p_s(t_{tb}) - p_s + 10^{-5}\sum\Delta p_{aPC}, \tag{11}$$

unde $\sum\Delta p_{aPC}$ este suma tuturor pierderilor dinamice de presiune în coloana de aspiraţie (lungime $h_{PC}$ ), Pa; se calculează în funcţie de geometria sistemului de coborîre.

Astfel, expresia (11) permite calculul poziţiei de amplasare a pompelor de circulaţie faţă de nivelul apei în tambur pentru evitarea cavitaţiei.

Dacă se notează diferenţa între presiunea apei în aspiraţia pompelor şi presiunea în tambur:

$$\Delta p_{asp} = \gamma p_s(t_{tb}) - p_s, \text{ bar}$$

şi dacă se admite $h_{PC} = h - h_0$, (fig. 1), atunci suma termenilor din membrul drept al rel.(8), (paranteza pătrată de la numărător) devine:

$$\Delta p_{PC} + 10^{-5}g\rho_{tb}(h-h_0) - 10^{-5}\sum\Delta p_{ae} =$$

$$= \Delta p_{PC} + \Delta p_{asp} - 10^{-5}\sum\Delta p_{PCE}, \quad \text{bar}, \tag{12}$$

unde $\sum\Delta p_{PCE}$ este pierderea totală de presiune pe traseul de refulare, de la pompele de circulaţie pînă în punctul de economizor $E$.

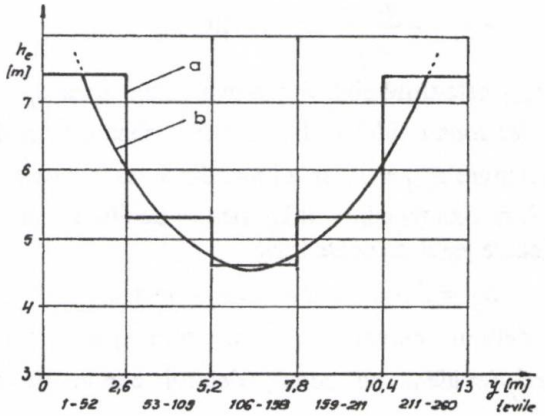



Fig. 3. Variaţia înălţimii de economizor pe frontul focarului: a – calculată; b – reală.

Cu relaţia (8) s-a calculat înălţimea de economizor pentru grupuri de ţevi ale ecranului frontal (fig. 3); se constată influenţa variaţiei densităţii de flux termic liniar cu frontul generatorului $q_l(y)$; în figura 1 se arată dependenţa în trepte a fluxului liniar cu înălţimea conturului de circulaţie $q_l(z)$.

Ecranul frontal al canalului 1 (FCI) are 260 ţevi, care s-au împărţit în cinci grupe.

### 1.2. Caracteristicile curgerii bifazice

În zona de economizor a sectorului încălzit IE, variaţia infinitezimală a entalpiei cu înălţimea, permite găsirea legii de creştere a temperaturii apei:

$$d_f di(z) = q_l(z)dz \quad \text{sau} \quad d_f c_p dt(z) = q_l(z)dz.$$

Dacă se admit căldura specifică a apei $c_p$, kJ/(kg.K), invariabilă cu temperatura şi $q_l(z)$ const. în zonă, după integrare, se obţine creşterea liniară a temperaturii apei în fiecare zonă (legea de variaţie a temperaturii apei este alta, dacă $q_l$ (z) variabil în zonă):

- pentru zona I

$$t(z) = t_{tb} + \frac{q_l(z)}{c_p d_f} z, \quad {}^0\text{C}; \tag{15}$$

- pentru zona *i* (înălţimea unei zone este egală cu înălţimea ţevii pentru care $q_l(z_i)$ = const.)

$$t(z) = t(z_{i-1}) + \frac{q_l(z_i)}{c_p \ d_f} z, \tag{16}$$

unde *z* este cota curentă în zonă, cuprinsă între 0 şi $\Delta z_i$, iar $r(z_{i-1})$ este temperatura apei la ieşirea din zona *i-1*.

Pentru zona de amestec *EF*, ecuaţia de bilanţ termic devine:

$$d_f di_{am}(z) = q_l(z)dz, \tag{17}$$

unde entalpia amestecului bifazic, fără alunecarea fazelor, este $i_{am} = i' + rx(z)$, în care *x* este titlul curent al aburului, iar *r* căldura latentă de vaporizare, kJ/kg.

Pentru zona curentă *i* cu densitatea liniară de flux $q_l(z_i)$ constantă, variaţia titlului va fi liniară:

$$x - x_{i-1} = \frac{q_l(z_i)}{d_f r} z; \quad z \in [0, \Delta z_i], \tag{18}$$

unde $x_{i-1}$ este titlul aburului la ieşirea din zona $z_{i-1}$; la ieşirea din zona *i*, titlul va fi $x_i$; pentru zona *l*, titlul aburului la intrare $z_{l-1} = 0$, iar la ieşire din această zonă $x_l$.

Din ecuaţia continuităţii pentru debitul masic prin fiecare ţeavă se poate scrie:

$$d_f = d' + d'' = d'_F + d''_F = \text{const.}, \tag{19}$$

unde debitul curent de abur prin ţeavă va fi $d'' = xd_f$ (evident pe zone); debitul curent de apă $d' = d_f - d''$; debitul de abur la ieşirea din ţeava generatoare $d''_F = x_F d_f$, iar cel de apă $d'_F = d_f - d''_F$.

Pentru ultima zonă a înălţimii de amestec - zona *n* - ecuaţia (18) devine:

$$x - x_{n-1} = \frac{q_l(z_n)}{d_f r} z; \tag{20}$$

la ieşirea din zona *n*, se scrie:

$$x_n - x_{n-1} = \frac{q_l(z_n)}{d_f r} z_n, \tag{21}$$

unde: $x_n = x_F$ şi $z_n = \Delta z_n$.

Dacă se admite că aburul care iese din ecrane nu se amestecă cu apa din tambur şi deci nu există pericolul ca o parte a acestuia să condenseze(construcţia însăşi a tamburului evită barbotarea) se poate scrie

$$D'' = x_F D_f, \tag{22}$$

care împreună cu (2) conduce la dependenţa între multiplul de circulaţie şi titlul final al aburului care iese din ecrane:

$$mx_F = 1. \tag{23}$$

Din punctul F pînă la tamburul T (fig. 1) structura amestecului bifazic nu se schimbă, ţevile de legătură fiind izolate termic.

Densitatea reală a amestecului bifazic (emulsia apă-abur) - ţine seama de alunecarea fazelor -, se calculează cu relaţia [2,5]:

$$\rho_r(z) = \rho' - \varphi(z)(\rho' - \rho''), \tag{24}$$

unde conţinutul volumic real al amestecului

$$\varphi(z) = \frac{f''(z)}{f} = \frac{1}{1 + \frac{1-x}{x} \cdot \frac{\rho''}{\rho'} \cdot \frac{w''}{w'}}, \tag{25}$$

în care:

$f''(z)$ este aria secţiunii transversale a ţevii ocupată de abur, $m^2$;

$f = \pi d_i^2 / 4$, - secţiunea transversală, $m^2$;

$d_i$ - diametrul interior al ţevii de ecran, m.

În relaţia (25) vitezele reale curente ale celor două faze se calculează cu expresiile:

$$w' = \frac{d'}{\rho' f'}; \quad w'' = \frac{d''}{\rho'' f''}, \quad \frac{\text{m}}{\text{s}}. \tag{26}$$

Factorul de alunecare a fazelor $k = w''/w'$, calculat cu relaţia empirică din [6], capătă valoarea, pentru presiunea de 174,5 bar, k = 1,272 şi este independent de cota *z*.

### 1.3. Caracteristica hidrodinamică a conturului de circulaţie

Se scrie ecuaţia Bernoulli pentru tuburile de curent (vezi figura 1):

- din punctul *a* pînă în aspiraţia pompei de circulaţie:

$$p_s + 10^{-5} g\rho_{tb} h = p_{asp} + 10^{-5} g\rho_{tb}(h - h_{PC}) + \\ + 10^{-5} \sum \Delta p_{aPC}; \tag{27}$$

- din refularea pompei de circulație, prin sectorul încălzit, pînă în punctul *a* (în această parte a conturului există schimbare de fază)

$$p_{ref} + 10^{-5} g\rho_{tb}(h - h_{PC}) = p_s + 10^{-5} g\rho_{tb} h_0 + \\ + 10^{-5} g \frac{\rho_{tb} + \rho'}{2} h_e + 10^{-5} \sum g\overline{\rho}_{ri} \Delta z_i + \\ + 10^{-5} g\rho_{rF}(h_8 + h_9) + 10^{-5} \sum \Delta p_{ref}. \quad (28)$$

Se adună membru cu membru relațiile (27) și (28) și se notează suprapresiunea creată de pompa de circulație:

$$\Delta p_{PC} = p_{ref} - p_{asp}, \quad \text{bar}; \quad (29)$$

rezultă caracteristica hidrodinamică a conturului de circulație:

$$\Delta p_{PC}(m) = 10^{-5}\left[-g\rho_{tb}(h - h_0) + g \frac{\rho_{tb} + \rho'}{2} h_e + \right. \\ + \sum g\overline{\rho}_{ri} \Delta z_i + g\rho_{rF}(h_8 + h_9) + \sum \Delta p_{aPC} + \quad (30) \\ \left. + \sum \Delta p_{ref}\right],$$

unde și membrul drept este funcție de multiplul de circulație *m*. În locul variabilei independente *m* se pot admite viteza masică, $^{w}\rho$, sau debitul de agent de lucru care circulă printr-o țeavă de ecran, $d_f$. De fapt membrul drept al caracteristicii (30) se calculează pentru fiecare țeavă (înălțimea de economizor $^{h_e}$ se calculează pentru fiecare țeavă de ecran; practic, însă, pentru un grup de țevi).

Membrul stîng al relației (30) reprezintă caracteristica internă a pompei de circulație, dependență dată de fabrica constructoare, iar membrul drept, caracteristica externă a rețelei, a buclei în care funcționează pompa.

Pentru calculele practice caracteristica (30) se prezintă astfel:

- caracteristica internă (înălțimea de refulare a pompei):

$$H_i(m) = \frac{\Delta p_{PC}(m)}{10^{-5} g\rho_{tb}}, \quad \text{m}; \quad (31)$$

- caracteristica externă (a rețelei):

$$H_r(m) = -(h - h_0) + \frac{\rho_{tb} + \rho'}{2\rho_{tb}} h_e + \\ + \frac{1}{\rho_{tb}} \sum \overline{\rho}_{ri} \Delta z_i + \frac{\rho_{rF}}{\rho_{tb}}(h_8 + h_9) + \quad (32) \\ + \frac{1}{g\rho_{tb}} \sum \Delta p_{aPC} + \frac{1}{g\rho_{tb}} \sum \Delta p_{ref}, \quad \text{m}.$$

Cu acestea caracteristica hidrodinamică a conturului de circulație se scrie în felul următor:

$$H_i(m) = H_r(m). \quad (33)$$

În relațiile precedente apar multe notații care trebuie explicate. Astfel, $g\overline{\rho}_{ri}\Delta z_i$, Pa, reprezintă presiunea hidrostatică a coloanei de emulsie apă-abur de înălțime $\Delta z_i$.

Densitatea medie reală a amestecului în zona *i* se calculează cu relația (24):

$$\overline{\rho}_{ri} = \rho' - \overline{\varphi}(z_i)(\rho' - \rho''), \quad (34)$$

unde conținutul volumic real mediu de abur în zona *i* se calculează cu rel. (25).

Dacă (18) se scrie sub forma:

$$x = az + x_{i-1}, \quad (35)$$

în care constanta în zona *i*, $a = q_l(z_i)/(d_f r)$ și în (25), constanta:

$$c = \frac{\rho''}{\rho'} \cdot \frac{w''}{w'}, \quad (36)$$

atunci:

$$\overline{\varphi}(z_i) = \frac{1}{\Delta z_i} \int_0^{\Delta z_i} \frac{1}{1 + \frac{1 - az - x_{i-1}}{az + x_{i-1}} c} dz = \\ = \frac{1}{1-c} - \frac{c}{a(1-c)^2 \Delta z_i} \cdot \ln \frac{a(1-c)\Delta z_i + (1-c)x_{i-1} + c}{(1-c)x_{i-1} + c}. \quad (37)$$

Densitatea reală a amestecului la ieșirea din țeava de ecran:

$$\rho_{rF} = \rho' - \frac{\rho' - \rho''}{1 + \frac{1 - x_F}{x_F} \cdot \frac{\rho''}{\rho'} \cdot \frac{w''}{w'}}. \quad (38)$$

Pierderea dinamică de presiune de la refularea pompei, prin sectorul încălzit, pînă în punctul *a* (nivelul apei în tambur) are două componente:

$$\sum \Delta p_{ref} = \sum \Delta p_{PCE} + \sum \Delta p_{EFTa}, \quad (39)$$

unde:

$\sum \Delta p_{PCE}$ este pierderea totală de presiune (locală, de frecare, din diafragmă) de la refularea pompei pînă în punctul de economizor; agentul de lucru (apa) este în stare lichidă;

$\sum \Delta p_{EFTa}$ - pierderea dinamică de presiune (locală, frecare, accelerare) a emulsiei apă-abur din punctul de economizor pînă în *a*; se adaugă și pierderea de presiune în separatorul de picături din tambur.

Pierderea de presiune locală şi prin frecare a amestecului apă-abur într-o zonă oarecare *i*, se calculează cu relaţia:

$$\Delta p_{ami} = \left(\lambda \frac{\Delta z_i}{d_i} + \sum \varsigma\right) \frac{(w_0 \rho_{tb})^2}{2\rho'} \cdot \left[1 + \psi \frac{x_i + x_{i-1}}{2} \left(\frac{\rho'}{\rho''} - 1\right)\right], \quad (40)$$

iar pierderea prin accelerare, pentru domeniul de presiune subcritică, cu expresia:

$$\Delta p_{acci} = (w_0 \rho_{tb})^2 (v'' - v') \Delta x_i, \quad \text{Pa}; \quad (41)$$

unde:

$\lambda$ este coeficientul de pierdere de presiune prin frecare, funcţie de criteriul Reynolds [2,7];

$\Sigma\varsigma$ -suma coeficienţilor de pierdere locală;

$\psi$ - coeficientul de structură a amestecului; după [6] valoarea lui, pentru presiunea de 174,5 este de 1,149;

$v', v''$ -volumul specific al apei la saturaţie, respectiv al aburului saturat uscat, $m^3/kg$. Pierderile de presiune pe conducta de legătură *FT* se calculează pentru titlul aburului egal cu $x_F$.

Viteza de circulaţie a apei la intrarea în sectorul încălzit se calculează cu relaţia:

$$w_0 = \frac{d_f}{f \rho_{tb}}, \quad \text{m/s}. \quad (42)$$

## 2. Determinarea multiplului de circulaţie

Valoarea momentană a multiplului de circulaţie prin sistemul vaporizator al unui GACFM se obţine rezolvînd ecuaţia (30), în care fiecare termen este funcţie de *m*; exprimarea explicită a acestora este dificilă. De aceea se apelează la metoda grafică de calcul al multiplului de circulaţie justificată de egalitatea (33): intersecţia celor două caracteristici, internă (a pompelor de circulaţie) şi externă (a reţelei), determină un punct ale cărui coordonate exprimă valoarea multiplului de circulaţie *m* şi înălţimea de refulare (presiunea de circulaţie) (fig. 4).

În figura 4, $H_i(1PC)$ este caracteristica internă a unei singure pompe de circulaţie; ea este dată de fabrica constructoare. Pentru două pompe care funcţionează în paralel se construieşte caracteristica internă $H_i(2PC)$.

Cu ajutorul expresiei (32) se trasează, prin puncte, caracteristica externă (a reţelei). Din intersecţia celor două curbe rezultă FS, punctul de funcţionare al sistemului; abscisa acestui punct reprezintă valoarea debitului volumic momentan, care se stabileşte în sistem (în conturul de circulaţie):

Cu ajutorul expresiei (2) se poate calcula multiplul de circulaţie

$$m = \frac{10^{-3} \rho_{tb} V_{FS}}{D''} = \frac{10^{-3} \rho_{tb} V_{FS}}{D_n - D_i} = \frac{10^{-3} \cdot 585 \cdot 7124}{675 - 28} = 6{,}44 \quad (44)$$

unde $D_i$ este debitul de injecţie pentru reglarea temperaturii aburului supraîncălzit, t/h.

Ordonata punctului FS intersectează caracteristica $H_i(1PC)$ în FPC, care reprezintă punctul de funcţionare al unei singure pompe de circulaţie.

Din (31) rezultă suprapresiunea creată de pompele de circulaţie:

$$\Delta p_{PC}(m = 6{,}44) = 10^{-5} g \rho_{tb} H_i(m) =$$

$$= 10^{-5} \cdot 9{,}81 \cdot 585 \cdot 57{,}5 = 3{,}3 \text{ bar}.$$

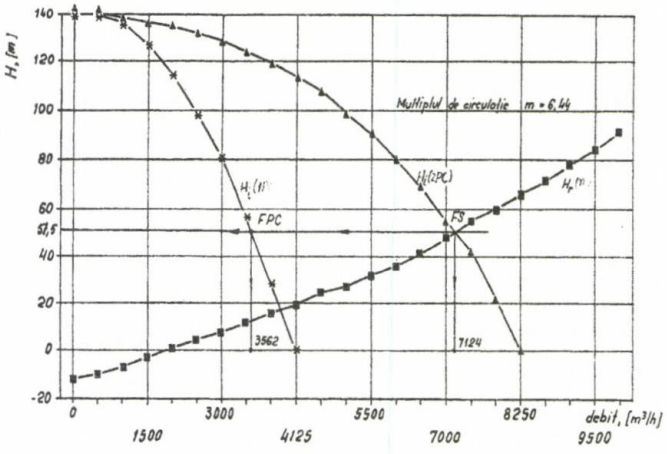



Fig. 4 Calculul grafic al multiplului de circulaţie: $H_i$(1PC); $H_i$(2PC)-.caracteristica internă a unei pompe, respectiv două; $H_r$(m) -caracteristica externă.

## Concluzii

În lucrare se analizează metoda grafo-analitică de determinare a multiplului de circulaţie cu care funcţionează, la un moment dat, un generator de abur cu circulaţie forţată multiplă, lucru necesar pentru evitarea răcirii insuficiente a metalului ţevilor de ecran.

Pentru aceasta s-au dedus expresiile de calcul ale unor mărimi care intervin în analiză, expresii mai puţin cunoscute în literatura de specialitate, cum ar fi expresia înălţimii de economizor pentru un GACFM.

S-a justificat şi calculat înălţimea de montare a pompelor de circulaţie, analiza ulterioară ţinînd seama de aceasta.

S-a dedus expresia analitică a caracteristicii externe a conturului de circulaţie, avîndu-se în vedere schimbarea de fază a agentului de lucru.

Lucrarea este un îndrumar util specialiştilor din domeniul cercetării, proiectării, construcţiei şi exploatării generatoarelor de abur.

**BIBLIOGRAFIE**

[1] Neaga, C. *Verificarea stabilității curgerii agentului de lucru în sistemul vaporizator al unui generator de abur cu circulație naturală.* În: Construcția de mașini, nr. 4, 1999.

[2] * * * *Ghidravliceschii rasciot kotelnîh agregatov. Normativnîi metod,* Moskwa, Energhiia, 1978, 256 st.

[3] Butterworth, D., Hewitt, G.F. *Teploperedacia v dvuhfaznom potoche, per.s.angl.* Moskwa, Energhiia, 1980, 328 st.

[4] Taranov, G.S. *Rasciotnîi analiz teploghidravlicieskoi ustoicivosti estestvennoi țirculiații na osnove nelineinoi modeli.* În: Teploenerghetika, 7/1990, 43-45 st.

[5] Lebedev, I.K. *Ghidrodinamika parovîh kotlov.* Moskwa, Energoatomizdat, 1987, 240 st.

[6] Jirous, F. *Analytische Methode der Berechnung des Naturumlaufes bei Dampferzeugern.* În: VGB : Kraftwerks technic. 58. Heft 5, Mai 1978, 366-372 s.

[7] Brandt, F. *Dampferzeuger.* În: DBR-Fachbuchreihe, Band 3, 107-281 s.

[8] Neaga, C. *Analiza stabilității curgerii agentului de lucru în sistemul vaporizator al unui generator de abur cu circulație forțată unică și presiune subcritică.* În: Energetica, nr. 8-9, 2000, p. 420-428.

**Referent: prof. dr. ing. Nicolae Antonescu - UTCB**

**(Primit la 7 decembrie 1999, acceptat la 2000)**

## *Din energetica mondială*

### Siemens ne comunică:

### Centrala de cogenerare cu ciclu combinat realizată de SIEMENS pentru uzina Bayer din Dormagen o sursă de energie curată și economică

Punerea în funcțiune a centralei electrice de termoficare Bayer-Dormagen constituie un punct de referință în direcția producerii eficiente și curate a energiei electrice și termice pe amplasamentul Doragen al companiei chimice germane Bayer. Centrala care utilizează gaz natural a fost construită de contractorul general Siemens Power Generation Group (KWU), pentru RWE Energie AG și a fost pusă în funcțiune la termen în luna iulie a anului 2000.

Klaus Voges, președintele grupului Siemens/KWU a declarat, în legătură cu acest eveniment, următoarele: "Centrala electrică de termoficare cu ciclu combinat Bayer-Dormagen îndeplinește toate cerințele pieței actuale de energie. La construcția ei s-a acordat o importanță particulară reducerii investiției, scurtării perioadei de returnare a ei, scăderii costurilor pe ciclu de viață și creșterii disponibilității în condiții pe deplin compatibile ecologic".

Noua centrală de termoficare cu ciclu combinat, care înlocuiește o mai veche centrală clasică pe lignit, are o putere electrică de 560 MW și poate produce pînă la 490 t/h de abur tehnologic. La debitul maxim de abur s-a atins un factor de utilizare energetică de 80 %. Centrala a fost echipată cu două turbine cu gaze de 190 MW fiecare din clasa V94.2A, produse de Siemens/KWU la uzina din Berlin, și cu o turbină cu abur cu trei corpuri, produsă de uzina KWU din Manheim. Contractul include livrarea a trei generatoare electrice și a întregului echipament de conducere asistată de calculator Teleperm XP I&C . "Clientul nostru are nu numai dreptul să fie interesat de construcția centralei, ci și pe acela de a dispune de servicii complexe, acoperind toate aspectele exploatării și mentenanței. În afara sistemelor I&C și soluțiilor software bazate pe cunoașterea caracteristicilor echipamentului, compania noastră îi oferă clientului servicii de asistență tehnică" a reliefat Klaus Voges.

Centrala electrică de termoficare cu ciclu combinat Bayer-Dormagen este prima echipată cu mașini din seria V94.2A. Aceste turbine cu gaze au fost proiectate pentru aplicații industriale, urmărindu-se atingerea unor disponibilități mari și a unei durate de viață ridicate. Concepția lor nu a urmărit maximizarea eficienței termodinamice și a puterii unitare, ci creșterea fiabilității și a disponibilității. În plus, turbinele cu gaze V94.2A sunt caracterizate prin emisii reduse de oxizi de azot, flexibilitate mare în exploatare și cerințe reduse de mentenanță.

**Traducerea și adaptarea**
**dr. ing. Florin Alexe, ing. Cosmin Mărculescu**

# SERVICIILE DE SISTEM ÎN CONTEXTUL ORGANIZĂRII PIEȚEI DE ENERGIE ELECTRICĂ DIN ROMÂNIA

ing. ADRIANA CERNAT*

*Lucrarea expune conceptul de servicii de sistem în cadrul procesului de deschidere şi consolidare a pieţei de energie electrică din România şi corelarea cu conceptele de Operator de Sistem şi Operator Comercial. Sunt descrise în mod concis tipurile de servicii de sistem şi modul în care sunt reglementate activităţile de ofertare şi de prelucrare a ofertelor de servicii de sistem. În final, sunt prezentate responsabilităţile Operatorului de Sistem, ale furnizorilor de servicii de sistem şi ale Operatorului Comercial în ceea ce priveşte asigurarea şi gestionarea serviciilor de sistem pe piaţa de energie electrică din România.*

*The paper presents the concept of system services within the process of the Romanian electricity market opening and consolidation annual correlation with the System Operator and Comercial Operator concepts. The tyopes of system services and the way the bidding activities are regulated and system service offers are processed are briefly presented. The responsibilities of tge System Operator, of the system servicies suppliers and of the Commercial Operator relating to the system services insurance and management on the Romanian electricity market are also pointed out.*

Descriptori: sistem electroenergetic, servicii de sistem, operator de transport, operator de sistem, operator comercial

## Introducere

Exploatarea sistemului electroenergetic, indiferent de structura sa, are ca obiectiv asigurarea permanentă a echilibrului între producere şi consum, cu respectarea condiţiilor de siguranţă, calitate şi economicitate în funcţionare. Pentru a atinge această funcţie primară într-un cadru competiţional trebuie creată o piaţă fizică funcţională a energiei electrice. Funcţionarea eficientă a unei astfel de pieţe necesită un cadru tehnic reglementat pentru toţi participanţii la piaţa de energie electrică privind asigurarea serviciilor de sistem. De asemenea este necesar un set de reguli care să reglementeze mecanismele de funcţionare ale pieţei de servicii de sistem, de ofertare, de corelare a ofertei de servicii de sistem cu oferta de producere a energiei electrice, de decontare a serviciilor de sistem contractate şi necontractate.

Lucrarea prezintă situaţia actuală a gestionării serviciilor de sistem pe piaţa de energie electrică din România.

## 1. Prezentare generală a serviciilor de sistem

Serviciile de sistem sunt servicii asigurate de participanţii la piaţa de energie electrică, la cererea Operatorului de Sistem, pentru menţinerea nivelului de siguranţă în funcţionare a sistemului electroenergetic, precum şi a calităţii energiei transportate la parametrii ceruţi de normele în vigoare.

Serviciile de sistem sunt de două categorii:

1 – **funcţionale:** constau în conducerea operativă a SEN, programarea operativă şi planificarea operaţională, precum şi celelalte activităţi prestate de Operatorul de Sistem în scopul satisfacerii consumului de energie în mod sigur şi cu costuri de exploatare minime;

2 – **tehnologice:** servicii necesare asigurării stării normale de funcţionare a SEN sau pentru revenirea rapidă la starea normală de funcţionare în cazul unor perturbaţii majore.

Aceste servicii au scopul de a asigura :

a - stabilitatea frecvenţei în regimuri normale şi de avarie;

b - stabilitatea tensiunii în regimuri normale şi de avarie;

c - acoperirea pierderilor tehnice de energie în reţeaua electrică de transport;

d - restaurarea funcţionării SEN la rămînerea parţială sau totală fără tensiune.

Serviciile de sistem tehnologice sunt reprezentate prin:

a - reglajul primar de frecvenţă;

b - reglajul secundar de frecvenţă-putere;

c - asigurarea rezervei de putere;

d - asigurarea puterii reactive şi reglajul tensiunii;

e - acoperirea pierderilor tehnice de energie în reţeaua electrică de transport;

f - restaurarea funcţionării SEN la rămînerea parţială sau totală fără tensiune;

g - disponibilitatea consumatorilor de a-şi reduce sarcina manual sau prin automatica de sistem [1,2,4].

Necesarul de servicii de sistem va fi asigurat astfel:

- de către participanţii la piaţă pe baza cerinţelor tehnice minimale stabilite prin codul reţelei la care aceştia sunt racordaţi;

* Transelectrica S.A. - DOC

- de către furnizorii calificaţi de servicii de sistem conform contractelor de servicii de sistem încheiate cu Transelectrica S.A. pe baza necesarului stabilit de Operatorul de Sistem;

- de către Transelectrica S.A. în cadrul înţelegerilor de cooperare (schimb echivalent) cu operatorii sistemelor electroenergetice vecine cu care SEN funcţionează interconectat.

Programarea serviciilor de sistem tehnologice se face de către Operatorul Comercial, pe baza ofertelor producătorilor şi a contractelor de servicii de sistem, conform prevederilor reglementărilor în vigoare.

Activitatea de ofertare pentru servicii de sistem este reglementată şi are la bază contractele de servicii de sistem încheiate de furnizorii calificaţi de servicii de sistem şi necesarul zilnic de servicii de sistem stabilit de Operatorul de Sistem.

Cantităţile prevăzute în contractele de servicii de sistem vor fi prestabilite de Operatorul de Sistem, conform cerinţelor sistemului, putînd fi corectate în cursul perioadei de decontare în funcţie de evoluţia situaţiei în SEN [1,2,4,5] .

**Servicii de sistem care asigură stabilitatea frecvenţei**

***Reglajul primar de frecvenţă***

Reglaj primar (de frecvenţă) este reglajul automat, descentralizat, cu caracteristică statică al frecvenţei, repartizat pe un număr mare de grupuri generatoare, care asigură corecţia rapidă (în cel mult 30 s) a diferenţelor între producţie şi consum, la o frecvenţă apropiată de valoarea de consemn. Operatorul de Sistem stabileşte rezerva de reglaj primar minimă care trebuie asigurată de fiecare unitate dispecerizabilă. Aceasta trebuie să fie încărcată automat de grupul generator în mai puţin de 30 secunde la o abatere cvasistaţionară a frecvenţei de +/- 200 mHz şi trebuie să poată fi menţinută în funcţiune cel puţin 15 minute, dacă abaterea de frecvenţă se menţine. Banda de reglaj primar asigurată este de +2%÷+5%, respectiv –2%÷-5% din puterea nominală a generatorului.

Asigurarea prin mijloace proprii sau prin colaborare cu alţi producători a reglajului primar, conform solicitării Operatorului de Sistem, este o obligaţie pentru toţi producătorii/importatorii de energie electrică (cu excepţia grupurilor cu turbine cu contrapresiune).

Fiecare grup generator trebuie să fie dotat cu regulator automat de viteză, pentru a asigura răspunsul adecvat la variaţiile de frecvenţă. Toate turbinele grupurilor generatoare (cu excepţia celor cu contrapresiune) trebuie să răspundă comenzilor regulatorului automat de viteză.

La grupurile generatoare termoelectrice trebuie să funcţioneze bucla de reglaj care permite aplicarea principiului "turbina conduce cazanul".

Grupurile nucleare participă la reglajul primar, conform caracteristicilor modului de control stabilit pentru unitatea nucleară ("reactorul conduce turbina").

Ofertele de producţie ale producătorilor pe piata de energie electrică vor ţine seama de obligativitatea menţinerii disponibile a rezervei de reglaj primar, asigurată în conformitate cu performanţele tehnice ale fiecărui grup generator.

Acest serviciu de sistem, în etapa actuală, nu se contractează şi nu se plăteşte [4,6].

***Reglajul secundar de frecvenţă-putere***

Reglaj secundar este reglajul automat, coordonat al frecvenţei (în cazul funcţionării izolate a SEN) sau al soldului SEN cu corecţia de frecvenţă (în cazul funcţionării interconectate a SEN cu alte sisteme electroenergetice), cu ajutorul grupurilor generatoare dispecerizabile calificate, racordate la regulatorul central de frecvenţă/putere instalat la Dispecerul Energetic Naţional Central.

Operatorul de Sistem stabileşte zilnic, pentru fiecare interval orar, valoarea programată a frecvenţei de funcţionare în sistem, avînd în vedere corelarea orei sincrone cu ora astronomică. Această valoare devine valoarea de consemn pentru reglajul secundar frecvenţă-putere.

La funcţionarea interconectată a SEN cu alte sisteme energetice, Operatorul de Sistem respectă convenţiile şi acordurile de funcţionare în paralel referitoare la reglajul frecvenţei şi programarea rezervei conform principiilor de siguranţă şi solidaritate din sistemul interconectat. Sarcina stabilirii valorii de consemn pentru reglajul secundar frecvenţă-putere revine organizaţiei care coordonează funcţionarea sistemelor interconectate.

Rezerva de reglaj secundar are rolul de a readuce frecvenţa şi soldul puterii de schimb cu celelalte sisteme la valoarea programată şi de a participa la refacerea rezervei de reglaj primar.

Plata acestui serviciu de sistem se efectuează la tarife reglementate [2,3,4,6,8].

***Rezerva de putere activă***

Operatorul de Sistem trebuie să poată utiliza o rezervă de putere existentă în sistem şi mobilizabilă în timp util pentru a restabili echilibrul producţie-consum atît în cazul dezechilibrelor cu evoluţie lentă (abaterea curbei de sarcină faţă de prognoză), cît şi în cazul dezechilibrelor mari, apărute brusc (declanşarea unui grup generator sau a unui consummator).

Rezerva de putere activă are rolul de a participa la refacerea rezervei de reglaj primar şi reglaj secundar şi de a echilibra balanţa de puteri în cazul apariţiei unor abateri de la programul stabilit.

Ea se încarcă de către producătorii calificaţi, la dispoziţia Operatorului de Sistem, pe durată nelimitată, în timpul maxim corespunzător tipului de rezervă:

1 - rezerva turnantă – imediat, cu viteza de încărcare convenită;

2 - rezerva terţiară rapidă – 30 minute;

3 - rezerva terţiară lentă – 7 ore.

Plata acestui serviciu de sistem se efectuează la tarife reglementate [2,3,4,6,8].

**Servicii de sistem care asigură stabilitatea tensiunii**

Asigurarea stabilităţii tensiunii este o măsură de menţinere a funcţionării sigure şi economice a instalaţiilor de producere, transport şi distribuţie a energiei electrice, măsură care permite funcţionarea normală a instalaţiilor consumatorilor.

Asigurarea unui nivel optimal de tensiune într-o reţea electrică este o problemă de calitate, dar şi o problemă de siguranţă în funcţionare. Tensiunea în noduri este considerată unul dintre cei mai importanţi indici de performanţă pentru calitatea şi securitatea funcţionării reţelei electrice.

Reglajul tensiunii se realizează sub conducerea Operatorului de Sistem, prin participarea, cu instalaţiile proprii de reglaj, a producătorilor, a Operatorului de Transport, a consumatorilor, iar în caz de funcţionare interconectată, a sistemelor energetice vecine pentru reglajul tensiunii în nodurile de graniţă.

Pentru fiecare bară de distribuţie din staţii şi centrale, Operatorul de Sistem stabileşte benzile de tensiune de funcţionare care asigură menţinerea unor niveluri de tensiuni normale în toate nodurile reţelei, stabilitatea statică a regimului de funcţionare în sistem şi reducerea consumului propriu tehnologic în reţea.

Programarea nivelurilor de tensiune se face pentru perioadele caracteristice din decursul unui an (vară, iarnă) şi în cadrul acestora pentru perioadele caracteristice ale zilei (vîrf de dimineaţă, vîrf de seară, gol de zi, gol de noapte), atît pentru zilele de lucru, cît şi pentru cele de sărbătoare.

Pentru nodurile de interconexiune cu alte sisteme energetice, Operatorul de Sistem programează benzile de tensiune de funcţionare, respectînd convenţiile şi acordurile încheiate cu partenerii.

Reglajul tensiunii prin producerea/absorbţia de energie electrică reactivă conform diagramei de funcţionare P/Q a grupului constituie o obligaţie şi totodată o condiţie de conectare a oricărui grup generator la reţeaua electrică.

În scopul controlului permanent al tensiunii, fiecare grup generator dispecerizabil trebuie să fie dotat cu un sistem de reglaj al excitaţiei şi cu regulator automat de tensiune, care să fie în funcţiune.

Operatorul de Transport trebuie să menţină instalaţii proprii de compensare a puterii reactive în reţeaua electrică de transport, într-un volum suficient şi avînd caracteristici tehnice corespunzătoare (capacitate de comutaţie şi reglaj), astfel încît să poate fi asigurată respectarea valorilor limită normate:

a - în regimuri de minim de consum pe SEN, fără a se apela la deconectări de elemente de reţea;

b - în condiţiile conectării oricărei LEA în gol;

c - în regimuri de încărcare maximă a reţelei electrice de transport, cu respectarea criteriului (n-1).

Se plăteşte numai energia reactivă produsă/absorbită la cererea Operatorului de Sistem în benzile secundare de reglaj al tensiunii, cu condiţia existenţei mijloacelor de măsurare şi control al acestei energii. Benzile se stabilesc de comun acord între părţi şi se avizează de către ANRE.

Plata acestui serviciu de sistem se efectuează la tarife reglementate [2,3,4,6,8].

**Servicii de sistem care asigură acoperirea pierderilor tehnice de energie din reţeaua electrică de transport**

Acoperirea pierderilor tehnice de energie şi a consumului propriu tehnologic din staţii este asigurată prin participarea producătorilor calificaţi, prin programarea de către Operatorul Comercial conform volumului prognozat de Operatorul de Sistem.

Plata acestui serviciu de sistem se efectuează la preţul mediu al energiei contractate pe piaţa angro [2,3,4].

**Servicii de sistem pentru restaurarea funcţionării SEN la rămînerea parţială sau totală fără tensiune**

Restaurarea funcţionării SEN se face în conformitate cu *Planul de restaurare a funcţionării SEN după rămînerea parţială sau totală fără tensiune*, elaborat şi actualizat de Operatorul de Sistem.

În cazul funcţionării interconectate, Operatorul de Sistem realizează împreună cu ceilalţi operatori de sistem coordonarea planurilor de restaurare a funcţionării sistemelor electroenergetice participante la interconexiune.

Grupurile care participă la acest serviciu de sistem pot să pornească fără alimentare cu energie electrică din SEN, se pot separa de SEN pe servicii proprii, funcţionarea pe servicii proprii se poate menţine cel puţin o oră şi debitează într-o staţie aflată pe unul din traseele stabilite de Operatorul de Sistem pentru repornirea SEN la căderea totală.

Restaurarea funcţionării SEN se realizează prin existenţa, în mai multe zone ale SEN, unor surse de tensiune, care pot fi:

a – grupuri generatoare care pot porni fără tensiune din SEN (grupuri cu autopornire);

b – grupuri generatoare izolate pe servicii proprii;

c – grupuri generatoare insularizate pe o zonă de consum;

d – linii de interconexiune cu sistemele energetice vecine.

Acest serviciu de sistem, în etapa actuală, nu se contractează şi nu se plăteşte [4,6,7].

**Disponibilitatea consumatorilor de a-şi reduce sarcina manual sau prin automatica de sistem**

Limitarea consumului prin deconectarea manuală a consumatorilor are scopul de a readuce SEN în stare normală de funcţionare în situaţii caracterizate prin apariţia unor deficite temporare de putere şi se realizează la comanda Operatorului de Sistem.

Deconectarea manuală a consumatorilor se face conform unor proceduri specifice (*"Normativul de deconectări manuale ale unor categorii de consumatori de energie electrică"* şi *"Programul de limitare a consumului de energie electrică pe tranşe în situaţii deosebite în SEN"*), revizuite anual de distribuitorii de energie electrică şi comunicate Operatorului de Sistem.

Acest serviciu de sistem, în etapa actuală, nu se contractează şi nu se plăteşte [4,6,7].

## 2. Responsabilităţile participanţilor la piaţă

**Responsabilităţile Operatorului de Sistem** :

– elaborează şi supune aprobării ANRE procedura de calificare a furnizorilor de servicii de sistem;

– acordă calificarea ca furnizor de servicii de sistem numai acelor unităţi care deţin echipamente care îndeplinesc condiţiile de calificare stipulate în procedura de calificare a furnizorilor de servicii de sistem tehnologice;

– răspunde de siguranţa funcţionării sistemului, deţine controlul şi are drept de utilizare necondiţionată asupra tuturor serviciilor de sistem;

– cînd se justifică din punctul de vedere al securităţii sistemului energetic, poate solicita oricărui participant la piaţă asigurarea acelor servicii de sistem de care acesta este capabil în conformitate cu caracteristicile sale tehnice prevăzute în licenţă, chiar dacă acesta nu are încheiat un contract de servicii de sistem;

– colaborează cu operatorii de sistem ai sistemelor electroenergetice cu care SEN funcţionează interconectat, pentru evitarea incidentelor pe liniile de interconexiune sau din sistemul interconectat, sau pentru înlăturarea efectelor acestora, conform acordurilor în vigoare;

– transmite lunar Operatorului Comercial datele necesare stabilirii cantităţilor de servicii de sistem efectiv realizate de fiecare furnizor.

**Responsabilităţile furnizorilor de servicii de sistem** :

– pot încheia contracte de servicii de sistem numai furnizorii de servicii de sistem care au fost calificaţi de Operatorul de Sistem pentru acele servicii de sistem;

– furnizorul calificat de servicii de sistem, semnatar al unui contract de servicii de sistem, va asigura în totalitate serviciile contractate, conform cerinţelor operative ale Operatorului de Sistem şi va răspunde pentru consecinţele neasigurării acestora în termeni contractuali;

– asigură, la cererea Operatorului de Sistem, acele servicii de sistem de care este capabil în conformitate cu caracteristicile sale tehnice prevăzute în licenţă, chiar dacă nu are încheiat un contract de servicii de sistem;

– are obligaţia să comunice Operatorului de Sistem şi Operatorului Comercial orice modificare a caracteristicilor tehnice ale echipamentelor pentru care a fost calificat, dacă aceste modificări au implicaţii asupra calităţii sau condiţiilor asigurării serviciilor de sistem;

– este obligat să prezinte la Operatorul de Sistem şi la Operatorul Comercial documentaţia tehnică privind măsurarea cantităţii de energie electrică furnizată (absorbită) în cadrul serviciilor de sistem în conformitate cu "Regulamentul de măsurare a cantităţilor de energie electrică tranzacţionate pe piaţa angro ".

**Responsabilităţile Operatorului Comercial**:

– preia şi înregistrează în baza sa de date, necesarul zilnic de servicii de sistem comunicat de Operatorul de Sistem;

– preia, prelucrează şi înregistrează în baza sa de date ofertele de servicii de sistem ale furnizorilor calificaţi;

– realizează corelarea ordinii de merit cu restricţii cu ofertele de servicii de sistem, rezultînd programul de funcţionare al furnizorilor de servicii de sistem [1,2,3,4,5].

## Concluzii

Implementarea unei pieţe competitive de electricitate va schimba prioritătile de acţiune în cadrul Companiei de Transport al Energiei Electrice, punîndu-se un accent deosebit pe acurateţea în controlul şi planificarea resurselor energetice. Activităţile producătorilor, pe de o parte, şi ale consumatorilor, pe de altă parte, strategiile de piaţă şi urmărirea beneficiilor financiare pot să pericliteze cu uşurinţă funcţionarea sistemului. Buna gestionare a rezervelor de putere şi a serviciilor de sistem în general reprezintă un factor cheie pentru funcţionarea optimă a sistemului electroenergetic.

În acest sens una din preocupările Operatorului Comercial constă în identificarea şi definirea principiilor de funcţionare a unei pieţe de servicii de sistem, inclusiv a mecanismelor financiare aferente.

**BIBLIOGRAFIE**


[1] * * * *Codul comercial al pieţei angro de energie electrică.* Cod A.N.R.E. 19.2.130.02.07/06/99

[2] * * * *Regulamentul de programare şi dispecerizare a sistemului electronergetic naţional.* Cod A.N.R.E .18.1.216.0.01.10/06/99.

[3] * * * *Contract-cadru pentru asigurarea de servicii de sistem între producător şi Compania Naţională de Electricitate* S.A. Cod A.N.R.E. 16.1.536.1.01.07/06/99.

[4] * * * *Codul tehnic al reţelei electrice de transport.* Cod A.N.R.E. 51.1.112.0.01.07/04/2000.

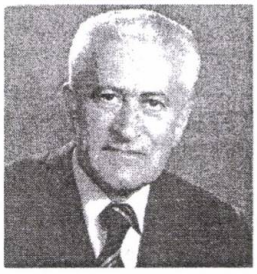
[5] * * * *Instrucţiunea privind participarea la piaţa angro de energie electrică din România,* aprobată prin Decizia A.N.R.E. nr.75 din 11.05.2000.

[6] PE 117 *Regulament pentru conducerea prin dispecer în sistemul electroenergetic național.*
[7] PE 153 *Normativul de deconectări manuale ale unor categorii de consumatori de energie electrică.*
[8] *Planul de restaurare a SEN după rămînerea parțială sau totală fără tensiune.*
[9] Crișan, O. *Sisteme electroenergetice*, Editura Didactică și Pedagogică, București, 1979.

**Referent: prof. dr. ing. Nicolae Golovanov – Facultatea de Energetică, UPB**

**(Primit la 23 august 2000, acceptat la 29 septembrie 2000)**

## *De personis*



### OCTAVIAN GROZA (1923 - 2000)

Ing. Octavian Groza s-a născut în orașul Deva la 18 martie 1923, fiind al patrulea copil al familiei Groza, familie care a jucat un rol important în istoria Ardealului. Școala primară și liceul le-a urmat la Deva, susținînd bacalaureatul în 1942.

Între anii 1942-1946 a fost student la Facultatea de Matematică și de Construcții din Timișoara, iar între anii 1946-1951 a continuat studiile universitare la Facultatea de Construcții Hidrotehnice din Moscova.

Cariera profesională și-a început-o în 1952 pe șantierul hidrocentralei Bicaz, participînd, ca șef de șantier, la realizarea barajului de beton al acestei amenajări. Din 1956 a lucrat în calitate de proiectant la ISPE București, îndeplinînd funcția de șef de proiect al amenajării Porțile de Fier I, în fazele preliminare ale proiectului. Din 1962 a fost director al Institutului de Studii și Proiectări Energetice, iar din 1963, după împărțirea institutului, a fost director al Institutului de Studii și Proiectări Hidroenergetice. Sub conducerea ing. Octavian Groza au fost finalizate proiectele și documentele româno-iugoslave pentru Sistemul Hidroenergetic și de Navigație Porțile de Fier I pe Dunăre, care au permis trecerea la realizarea acestei amenajări. Acest obiectiv a fost în continuare o prioritate în funcțiile pe care le-a îndeplinit. Din 1966 a avut funcția de adjunct al ministrului energiei electrice, iar din 1970 a fost ministrul energiei electrice. În aceste calități a avut o contribuție determinantă în promovarea unor mari investiții energetice, precum cascada de hidrocentrale de pe rîurile Bistrița și Siret, cascada hidrocentralelor pe rîul Olt, hidrocentrala Lotru, termocentralele Brăila, Luduș, Deva și altele.

Octavian Groza a avut o activitate remarcabilă în cadrul Consiliului Mondial al Energiei – CWE/CME.

În 1962 a participat la Congresul CME de la Melburn (Australia). Ulterior, în 1971, congresul trienal al CME s-a desfășurat la București, între cel din anul 1968 la Moscova și cel din anul 1974 de la Detroit (SUA). Acordarea desfășurării unei manifestări de talia și importanța unui congres WEC/CME într-o țară care nu făcea parte dintre marile puteri energetice ale globului și pentru prima dată în Europa centrală și de est, a fost neîndoielnic un succes de prestigiu pentru energetica românească, reînnodînd tradiția acesteia, cînd România s-a numărat, în 1924, printre membrii fondatori ai WEC/CME. Între 1971 și 1974 Octavian GROZA a deținut funcția de președinte în exercițiu a acestei importante organizații tehnico-științifice internaționale. În această calitate, românul Groza a condus congresul WEC/CME american de la Detroit, a cărui inaugurare s-a făcut de însuși președintele Statelor Unite – Gerald FORD. În urma congresului de la Detroit Octavian GROZA a primit titlul de președinte de onoare al WEC/CME, pe care l-a deținut pînă la stingerea sa din viață.

După o scurtă perioadă de timp, între anii 1976-1978, cînd a fost în conducerea Consiliului Național de Știință și Tehnologie, a intrat în diplomație, fiind, între anii 1978–1985, ambasador al României în Austria. În această perioadă a deținut și funcția de decan al Corpului Diplomatic, fiind cel mai vechi ambasador în funcție.

Întors în țară a fost pensionat și s-a retras la Deva, ocupîndu-se de problemele familiei pînă la sfîrșitul vieții, la 3 noiembrie 2000. Octavian Groza a fost inginer pasionat de problemele energeticii și ale construcțiilor energetice. A fost un om de o exemplară corectitudine și onestitate, exemplu de modestie, un foarte bun coleg, în toate activitățile pe care le-a desfășurat în îndelungata sa carieră.

A fost un patriot al țării sale. A avut o conduită și o atitudine consecvent democratică, a fost un om cinstit și curajos, începînd din tinerețe și în toate etapele activității. În ultima parte a vieții a fost un observator atent al evoluției democratice a țării, regretînd că sănătatea nu i-a permis o participare activă. Ing. Octavian Groza va rămîne în memoria energeticienilor români o figură luminoasă, care într-o perioadă destul de grea din istoria României a adus o contribuție deosebit de importantă la dezvoltarea energeticii românești.

**ing. Felix Scvortov-ISPH București**

**Din partea redacției revistei Energetica**

Însușindu-ne aprecierile d-lui ing. Felix Scvorțov referitoare la personalitatea lui Octavian Groza, adăugăm și aceia privitoare la calitatea lui de a susține noul și inovația în domeniul tehnic și științific. A fost un suporter pasionat al tuturor celor care propuneau idei noi, chiar dacă ulterior nu toate se dovedeau valabile.

Revista Energetica s-a bucurat de colaborarea lui Octavian Groza ca susținător și autor de articole.

Dispariția sa coincide cu ruperea perioadei eroice a energeticii românești de actuala etapă caracterizată prin tranziție către un viitor presupus mai bun.

## Masă rotundă la Cluj-Napoca

La inițiativa Asociației Române de Terminologie – TERMROM – București și în organizarea S.C. "SOFTWARE-ITC" S.A. din Cluj-Napoca a avut loc în ziua de 12 dec. 2000 la Cluj-Napoca o masă rotundă avînd ca subiect *"Terminologia științelor exacte și lingvistica computațională"*.

În prima parte a întîlnirii s-au prezentat comunicări științifice structurate pe două secțiuni: terminologia științelor exacte și lingvistica computațională. Comunicările au abordat atît probleme de ordin general, cît și anumite domenii specifice: electrotehnică, mecanică, minerit etc.

În partea a doua a mesei rotunde au avut loc discuții libere, privind problemele actuale ale terminologiei și lingvisticii în România. Dintre ideile și propunerile făcute notăm:

- necesitatea folosirii în mai mare măsură a documentațiilor existente în țările europene, atît pentru facilitarea propriei activități, cît și pentru armonizarea terminologiei românești cu cea din aceste țări, în vederea integrării României în Uniunea Europeană;
- participarea mai largă la proiectele de cercetare pe teme terminologice inițiate de organisme internaționale și interne;
- formarea de specialiști în domeniul terminologiei și al traducerilor, prin cursuri universitare și de specializare;
- o mai mare activitate publicistică în vederea conștientizării publicului larg privind terminologia;
- colaborarea mai intensă între centrele terminologice din țară;
- organizarea și instituționalizarea activității de terminologie în România, așa cum este în multe alte țări.

x

x x

În cadrul mesei rotunde a fost prezentată ediția în limba română a numărului special al revistei TERMINOMETRO, închinat terminologiei din România și din Republica Moldova. Amintim că revista TERMINOMETRO este un organ al Uniunii Latine, organizație interguvernamentală, care reunește 34 de state cu limba națională sau oficială romanică. Pînă în prezent s-au mai publicat numere speciale privind terminologia în Franța, în Spania și în Brazilia.

Numărul special pentru România și Republica Moldova a apărut în martie 2000 în limba franceză, cu rezumate în spaniolă și portugheză și cuprinde o prezentare exhaustivă a situației terminologiei în cele două țări avînd aceeași limbă: principalele organizații cu activitate terminologică, bazele și băncile de date existente, standardizarea în terminologie, formarea de terminologi, cooperarea internațională, terminologia și lingvistica, adrese ale persoanelor implicate în activitatea de terminologie.

Numărul special în limba franceză mai cuprinde trei articole de specialitate, care, depășind dimensiunile revistei, au fost trecute într-un caiet special:

- *Le concept Răduleț – Timotin et le développement de la terminologie électrotechnique* de Florin-Teodor Tănăsescu;
- *Aspects sémantiques d'un thésaurus des concepts techniques* de Alexandru Timotin:
- *L'introduction des termes scientifiques et techniques dans les dictionnaires généraux* de Silviu Berejan.

În versiunea în limba română aceste trei articole sunt cuprinse în cadrul revistei.

x

x x

Ansamblul lucrărilor prezentate și discuțiile purtate în jurul mesei rotunde, ca și apariția numărului special al revistei TERMINOMETRO, au scos în evidență faptul că, deși în România terminologia nu se bucură de un interes prea larg, există totuși specialiști cu o bună pregătire, capabili să abordeze atît problemele teoretice, cît și cele de strictă specialitate terminologică.

Considerăm că problemele de terminologie trebuie să stea într-o mai mare măsură și în atenția energeticienilor. Dacă noțiunile mai vechi ale energeticii și-au format în decursul timpului o terminologie adecvată, noile evoluții ale tehnicii, transformările de structură organizatorică și mai ales cele privind trecerea la economia de piață, conduc la necesitatea ca multe noi concepte să fie corect definite, iar termenii noi introduși să fie în concordanță cu regulile gramaticale ale limbii romîne.

**ing. Costin Rucăreanu**

## SOMAIRE


VALERIU NISTREANU, LUCIAN LEFTER: Table Ronde "Une nouvelle analyse du potentiel hydro-énergétique de la Roumanie à l'aide des informations et des techniques de la fin du XX-e siècle" 3
PAUL GHEORGHIESCU: L'hydro-énergétique dans la Roumanie au seuil du troisième millénaire 4
LUCIAN LEFTER: Une nouvelle évaluation du potentiel hydro-énergétique de la Roumanie 10
GHEORGHE LUCA, NICULAE RADU: Les réglementations nécessaires pour une mise en valeur efficace des ressources et des services obtenables par les aménagements hydrotechniques complexes en service ou en cours d'éxecution et visant aussi le potentiel restant qui est disponible pour l'utilisation 15
GABRIELA DIMU, FLORICA POPA, MANUELA NICOLESCU: Mise à jour de la valeur totale des investissements afférents aux projets qui se trouvent dans diverses étapes de réalisation 20
VALERIU BOGAN, IRINA BOGAN: Influence de la durée de réalisation des projets sur les chiffres techniques et économiques se rapportant aux aménagements 23
MIHAI ROTARU: Tarnița-Lapuşeşti, une nouvelle approche 28
VESPASIAN CLAUDIU CROITORU: L'apport des aménagements hydro-electriques de Roumanie en service et en cours de réalisation dans la prévention des inondations et des phénomènes météorologiques indésirables 33
CONSTANTIN NEAGA: Le calcul du multiple de circulation de l'agent de travail dans le système évaporateur d'un générateur de vapeur à circulation forcée multiple 39
ADRIANA CERNAT: Les services de système dans le contexte de l'organisation du marché d'électricité en Roumanie 46

**INFORMATION**
MARIAN CERNAT: Les essais sur le réseau électrique en fonctionnement isole en vue de l'intégration dans l'UCPTE 19

**DE L' ÉNERGÉTIQUE MONDIALE** 14, 45

**RELANSIN** 22

**COMPTE-RENDUE** 38

**GLOSSAIRE**
COSTIN RUCĂREANU: Table Ronde à Cluj-Napoca 51



BUDAPESTI MŰSZAKI ÉS GAZDASÁGTUDOMÁNYI EGYETEM * Országos Műszaki Információs Központ és Könyvtár 2001


## CONTENTS


VALERIU NISTREANU, LUCIAN LEFTER: Round Table: Review of the Romanian Hydroelectric Potential Utilizing the XX$^{th}$ Century Latest Information and Techniques 3
PAUL GHEORGHIESCU: Romanian Hydroelectric Sector at the Beginning of the 3$^{rd}$ Millennium 4
LUCIAN LEFTER: Re-evaluation of the Romanian Hydroelectric Potential 10
GHEORGHE LUCA, NICULAE RADU: Regulations for the Efficient Putting to Better Use of the Resources and Services of the Complex Hydroelectric Power Plants and Developments in Operation, under Development and the Remaining Available Potential that Can Be Used 15
GABRIELA DIMU, FLORICA POPA, MANUELA NICOLESCU: Update of the Total Investment Value Corresponding to the Objectives in Different Stages of Development 20
VALERIU BOGAN, IRINA BOGAN: Influence of the Development Duration on the Technical and Economic Indicators of the Hydroelectric Power Plants 23
MIHAI ROTARU: Tarnița-Lăpuşeşti Complex Hydroelectric Power Plant – a New Variant (Proposal) 28
VESPASIAN CLAUDIU CROITORU: Contribution of Romanian Hydroelectric Power Plants and Developments in Operation or under Development to Ensuring Protection against Floods and Dangerous Weather Events 33
CONSTANTIN NEAGA: Calculation of the Working Agent Circulation Multiple within the Vaporizing System of a Multiple Forced Circulation Steam Generator 39
ADRIANA CERNAT: System Services within the Romanian Electricity Market Organization 46

**INFORMATIO**
MARIAN CERNAT: Stand – alone (isolated) Operation of the Electric Power System with a View to UCPTE Interconnection 19

**ENERGY WORLDWIDE** 14, 45

**RELANSIN** 22

**DE PERSONIS** 38

**TERMINOLOGY**
COSTIN RUCĂREANU: Cluj-Napoca – Round Table 51


## INHALT


VALERIU NISTREANU, LUCIAN LEFTER: Gespräch am runden Tisch: "Wiedererörterung des Wasserkraftpotentials Rumäniens aufgrund der für das Ende des XX. Jahrhunderts spezifischen Daten und Techniken " 3
PAUL GHEORGHIESCU: Die Wasserkraftwirtschaft Rumäniens an der Schwelle des III. Jahrtausends 4
LUCIAN LEFTER: Neubewertung des Wasserkraftpotentials Rumäniens 10
GHEORGHE LUCA, NICULAE RADU: Erforderliche Regelungen zur effizienten Nutzung der Ressourcen und Dienstleistungen der komplexen Wasserkrafteinrichtungen - im Betrieb, in der Ausführung und in der Nutzung des restlichen verfügbaren Potentials 15
GABRIELA DIMU, FLORICA POPA, MANUELA NICOLESCU: Die Aktualisierung des Investitionsgesamtwertes für die in verschiedenen Errichtungsetappen befindliichen Objekte 20
VALERIU BOGAN, IRINA BOGAN: Der Einfluß der Errichtungsdauer der Objekte auf die technisch-ökonomischen Indikatoren der Wasserkrafteinrichtungen 23
MIHAI ROTARU: Das Pumpspeicherkraftwerk Tarnita - Lapustesti - eine neue Variante 28
VESPASIAN CLAUDIU CROITORU: Der Beitrag der in Rumänien bestehenden und künftigen Wasserkrafteinrichtungen zur Vorbeugung von Überschwemmungen und anderen gefährlichen Wettererscheinungen 33
CONSTANTIN NEAGA: Die Berechnung des Fließmehrwertes des Arbeitsmediums im Verdampfungssystem eines Dampferzeugers mit mehrfachem Zwangsdurchlauf 39
ADRIANA CERNAT: Die Systemdienstleistungen im Rahmen der Schaffung des Elektroenergiemarktes in Rumänien 46

**INFORMATIONEN**
MARIAN CERNAT: Die Inselbetriebsproben des Elektroenergiesystems im Hinblick auf den Anschluß an das UCPTE-Netz 19

**DIE ENERGIEWIRTSCHAFT WELTWEIT** 14, 45

**RELANSIN** 22

**REZENSION** 38

**DE PERSONIS** 50

**TERMINOLOGIE**
COSTIN RUCĂREANU: Gespräch am runden Tisch in Cluj-Napoca 51


## СОДЕРЖАНИЕ


ВАЛЕРИУ НИСТРЕАНУ, ЛУЧИАН ЛЕФТЕР: Беседа за круглым столом "Новый анализ гидроэнергетического потенциала румынии с использованием данных и способов конца XX-го столетия"' 3
ПАУЛ ГЕОРГИЕСКУ: Гидроэнергетика Румынии на пороге 3 - го тсячелетия 4
ЛУЧИАН ЛЕФТЕР: Переоценка гидроэнергетического потенциала Румынии 10
ГЕОРГЕ ЛУКА: Необходимые постановления по эффективному освоению рессурсов и услуг от гидротехнических соружений в эксплуатации, при сооружении и остаточного потенциала 15
ГАБРИЕЛА ДИМУ, ФЛОРИКА ПОПА, МАНУЕЛА НИКОЛЕСКУ: .Актуализация общих инвестиционных средств для объектов на раличных стадиях сооружения 20
ВАЛЕРЮ БОГАН, ИРИНА БОГАН: Влияние срока реализации объектов на технико-экономические показатели гидросооружений 23
МИХАЙ РОТАРУ: Насосно-аккумулирующая ГЭС Тарница-Лэпуштешть - новый вариянт 28
ВЕСПАСИАН КРОИТОРУ: Вглад существующих и будущих гидроэнергетических сооружении наводнении и других опасных метеоявлений 33
КОНСТАНТИН НЕАГА: Расчет красности оборота рабочей среды виспарительной системе парогенератора с многократным принудительным потоком 39
АДРИАНА ЧЕРНАТ: Системные услуги в ромках организации рынка электроэнергии в Румынии 46

ИНФОРМАЦИЯ
МАРИАН ЧЕРНАТ: Испытания работы в изолированном режиме энергосистемы ввиду подключения и сети UCTE 19

ИЗ МИРОВОЙ ЭНЕРГИИ 14, 45

**RELANSIN** 22

РЕЦЕНЗИЯ 38

**DE PERSONIS** 50

ТЕРМИНОЛОГИЯ
КОСТИН РУКЭРЕАНУ: Беседа за крулым столом в г. Клуж-Напока 51

**16.00 SESSION FOUR: Assessing the Practical Aspects of Trading Energy**

- What is the long-term strategy of the German exchanges? Is cooperation or acquisition the goal?
- Focus on the EEX vision: What are its plans for European expansion and how does it envisage operating alongside existing exchanges?
- Examining the German markets in a Europe-wide context. Analysing the correlation between Swiss and German prices. What influence does Swiss hydropower have on German prices? What are the prospects for trading renewable energy sources?
- Examining how integrated risk management can create shareholder value
- Examining the success of brokers in using an electronic trading global vision system. What role do brokers have to play in the German markets?
- Practical focus on wholesale trading: Finding an effective method of trading in the German market; comparative analysis of:
  - Exchange trading
  - OTC trading
  - Trading via a broker
  - Trading to trader

- **Mr Carlhans Uhle**, Chief Executive Officer, **Leipzig Power Exchange GmbH**, Germany
- **Mr Hans E. Schweickardt**, Member of the Board, **European Energy Exchange AG**, Germany
- **Mr Felix Diwok**, Head of Trade for Central Europe, **Elektizitäts-Gesellschaft Laufenburg AG**, Switzerland
- **Mr Michael Mohnhaupt**, Associate Partner, **Andersen Consulting** (as of 1 January 2001 Accenture), Germany
- **Mr Michael Hepburn,** Director, Business Development, **Trayport Limited**, UK
- **Mr Ron Levi**, Managing Director, **Energy, GFInet Europe**, UK

**18.00 Chairmain's Summation of Day One**
**18.30 Cocktail Reception**

**DAY TWO: Wednesday 21st February, 2001**

**9.00 SESSION FIVE: Strategic Forum for Domestic Utilities**

- What are strategies of the major utilities and what successes have been achieved so far? How are they preparing for gas deregulation and how will they restructure?
- What is the future for the multi-utility in Germany and in Europe?
- Focus on the municipal utilities: What is their strategy in the face of increased competition? How much consolidation will there be amongst the small and medium-sized utilities? Can they realistically remain independent under these new conditions?
  - **Mr Roland Hartung**, Chief Executive Officer, **MVV Energie AG**, Germany
  - **Mr David Hosein**, Energy&Utilities Consulting, **Arthur Andersen**, UK
  - **Dr Heinrich Decker**, Heat of European&Social Affairs, **VKU**, Germany

**11.30 SESSION SIX: New Entrants and Investment Focus**

- Examining the opportunities for investment in the sector.
- How can a new entrant operate effectively alongside the incumbents? Case study of the Lubmin IPP: Experience so far and pespectives for the future
- Focus on an investor's experience of entering the German energy market. How can an investor gain a competitive edge and what are the opportunities for further expansion?
- New entrant's perspective: Examining the complexities specific to the gas market. How can they be overcome? Focus on project economics: Why are new entrants investing in gas-fired plants and how can they recoup their investment?
- How are assets valued and what financing structures can be used for investment projects?
  - **Dr Joachim Manns**, Project Director, **Concord Power**, Germany
  - **Mrs Ingrid Willerström**, Managing Director, **Vattenfall Deutschland GmbH**, Germany
  - **Mr Matthias Laue**, Manager Business Development, **Fortum Energie GmbH**, Germany
  - **Dr Stefan Georg**, Heat of Power and Utilities, Global Project& Export Finance, **Dresdner Kleinwort Benson**, Germany

**14.30 SESSION SEVEN: Examining Development in the Retail Sector**

What level supplier switching is forecast for the next five years among residential customers? What are the major motivations for moving to a new supplier?
Case Study of the development of a profitable customer base by a German utility
Case Study of a new entrant breaking into the German residential supply market
What opportunities does e-business present for utilities and retailers? How can an e-business strategy be successfully developed? Focus on the development of bundling products and services

*Confirmed speakers will be announced in the updated programme*
*Close of Conference*

Relații suplimentare gasiți pe site-ul: **www. asi-conferences.com** sau la redacția revistei Energetica.

# S.C. ICEMENERG S.A.
## Institutul de Cercetări și Modernizări Energetice

**Bd. Energeticienilor 8, 74568, București 3, România**
**Tel: (+40-1) 321 32 41 ● Fax: (+40-1) 321 10 10**
**mail: icemenerg@icemenerg.vsat.ro ● Web Page: http://www.icemenerg.vsat.ro**


## OFERTĂ DE SERVICII:

- *Cercetare aplicativă și dezvoltare*
- *Inginerie, audituri, certificări, testări, probe și măsurători, expertize în laborator și pe teren, asistență tehnică*
- *Consultanță în relația energiei cu mediul ambiant*
- *Studii generale, de planificare și de strategie sectorială, evaluări de programe*
- *Studii tehnice de prefezabilitate și fezabilitate, proiecte de instalații și tehnologii*

## DOMENII DE EXPERTIZĂ:

### ➢ *TERMOMECANICĂ*

- ⇨ ***Retehnologizarea echipamentelor energetice***
- ⇨ ***Tehnologii de diagnoză. Analize de avarii. Expertizarea stării tehnice a instalaţiilor energetice***
- ⇨ ***Instrucţiuni, proceduri, normative pentru exploatarea instalaţiilor energetice***
- ⇨ ***Soluţii şi documentaţii de conservare pe termen lung a blocurilor energetice***
- ⇨ ***Recuperatoare de căldură cu tuburi termice: soluţii, proiectare, realizare, implementare***
- ⇨ ***Proiectare schimbătoare de căldură, probe (măsurători) complexe la instalaţiile energetice***

### ➢ *ECHIPAMENTE, STAŢII ŞI REŢELE ELECTRICE*

- ⇨ ***Transformatoare şi aparate electrice***
- ⇨ ***Încercări asupra echipamentelor, aparatajului şi încercări de mare putere***
- ⇨ ***Linii electrice aeriene şi în cablu***
- ⇨ ***Elaborare de standarde şi normative, asigurarea calităţii***

### ➢ *AUTOMATIZĂRI, GENERATOARE ŞI MOTOARE ELECTRICE*

### ➢ *AUTOMATIZĂRI, TELECOMUNICAŢII , PROTECŢII*

- ⇨ ***Probe şi măsurători la echipamenteprimare/ secundare din instalaţii energetice***
- ⇨ ***Puneri în funcţiune, verificări, optimizări instalaţii de detecţie şi separare a metalelor din cărbune***

### ➢ *EXPERTIZĂ - DIAGNOZĂ METAL, CONTROL NEDISTRUCTIV ŞI TEHNOLOGII DE REPARAŢII*

### ➢ *HIDRO*

- ⇨ ***Măsurători/încercări/performanţă/garanţie "in situ" şi în staţii pilot***
- ⇨ ***Elaborarea soluţiilor optime de modernizare, retehnologizare şi mentenanţă***
- ⇨ ***Optimizarea sistemelor de reglaj al turbinelor hidraulice***
- ⇨ ***Algoritmi de urmărire şi diagnoză în exploatare, realizarea instalaţiilor de monitorizare***

### ➢ *POLITICI, REGLEMENTĂRI, TEHNOLOGIA INFORMAŢIEI*

- ⇨ ***Politici, reglementări, metodologii de sistem***
- ⇨ ***Sisteme EMS-SCADA, Sisteme MIS***
- ⇨ ***Telecomunicaţii***
- ⇨ ***Servicii tehnice de exploatare***

### ➢ *MEDIU ŞI ECOTEHNOLOGII*

- ⇨ ***Chimie energetică si ecotehnologii***
- ⇨ ***Coroziune şi efecte ambiante***
- ⇨ ***Instalaţii de depoluare, evaluare mediu***

### ➢ *UTILIZAREA EFICIENTĂ A ENERGIEI ŞI SURSE REGENERABILE*

- ⇨ ***Eficienţa energiei în clădiri, industrie şi la nivelul municipalităţilor***
- ⇨ ***Sisteme de cogenerare cu motoare termice şi turbine cu gaze pentru aplicaţii locale***
- ⇨ ***Gestiunea energiei electrice, calitatea şi etichetarea eficienţei energetice, certificarea eficienţei receptoarelor***
- ⇨ ***Surse regenerabile de energie (eoliană, solară, geotermală, micro - hidro, biomasă)***

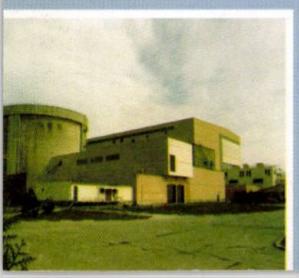
### ➢ *MATERIALE NOI PENTRU MENTENANŢA ECHIPAMENTELOR ENERGETICE*

### ➢ *INFORMARE ŞI DOCUMENTARE ÎN ENERGIE*

ebruarie 2001

E 2039 F F
8 000001 259713

# Energetica



## Număr special

## „Produse IT pentru piața energiei, inclusiv pentru măsurarea energiei electrice”

- acoperire curbe de sarcină
- baze de date
- calitatea energiei electrice
- piața energiei electrice
- telemăsurarea și gestiunea energiei
- tariful de transport

**ASTER**
Asociația Științifică și Tehnică a Energeticienilor din România

# A N U N Ț

ASOCIAȚIA ȘTIINȚIFICĂ ȘI TEHNICĂ A ENERGETICIENILOR DIN ROMÂNIA - ASTER "ENERGETICA", DECERNEAZĂ PE BAZĂ DE CONCURS ÎN ANUL 2001 PREMIUL "**PAUL DIMO**".

CONFORM REGULAMENTULUI ACEST PREMIU SE ACORDĂ TINERILOR SPECIALIȘTI PENTRU LUCRĂRI ȘTIINȚIFICE PUBLICATE, ALE CĂROR SUBIECTE PRIVESC REALIZAREA ȘI FUNCȚIONAREA SISTEMELOR ELECTROENERGETICE.

PENTRU ÎNSCRIERE LA CONCURS SE VA DEPUNE PÂNĂ LA **15 APRILIE 2001**, LA SECRETARIATUL ASTER DIN BUCUREȘTI, Bd. ENERGETICIENILOR NR. 8, SECTOR 3, O DOCUMENTAȚIE CARE VA CUPRINDE O CERERE DE ÎNSCRIERE, LUCRAREA PROPUSĂ SPRE PREMIERE (IN EXTENSO), CURRICULUM VITAE AL AUTORILOR ȘI O LISTĂ A LUCRĂRILOR PUBLICATE DE ACEȘTIA.

LA CONCURS POT PARTICIPA TINERI SPECIALIȘTI, AUTORI DE LUCRĂRI CARE VOR AVEA VÂRSTA DE CEL MULT 35 DE ANI ÎMPLINIȚI PÂNĂ LA FINELE ANULUI 2001.

*

Regulamentul de acordare a premiului poate fi consultat la sediul asociației (precum și pe coperta 3 a acestei reviste).

Informații suplimentare pot fi obținute de la

D-nul Dr. Ing. MARIUS POMÂRLEANU - TEL: (01) 321 69 66/154 și

D-na Ing. NORICA SĂNDULESCU - TEL.: (01) 322 06 92

# ENERGETICA e®

REVISTA DE SPECIALITATE
A ENERGETICIENILOR
DIN ROMÂNIA

ISSN: 1220 - 5133

ANUL 49 | Nr. 2 | FEBRUARIE 2001

BUDAPESTI MŰSZAKI ÉS GAZDASÁGTUDOMÁNYI EGYETEM
Műszaki Információs Központ és Könyvtár
2001

Revista ENERGETICA a fost înfiinţată în anul 1953, continuînd tradiţia vechilor publicaţii inginereşti care au avut preocupări în domeniul energiei ca, de exemplu:

- Diaru pentru vulgarizarea ştiinţelor naturale şi fizice (1870 - 1882);
- Buletinul Societăţii Politehnice (1887 - 1944);
- Buletinul Asociaţiei Generale a Inginerilor din România – AGIR (1919 - 1946);
- ENERGIA, editată de ing. Dumitru Leonida (1921);
- Buletinul Asociaţiei Producătorilor şi Distribuitorilor de Energie Electrică - APDE (1932 - 1944);
- Buletinul Institutului Român de Energie - IRE (1933 - 1944)

Începînd cu data de 01.08.1999 revista Energetica este editată de Asociaţia Ştiinţifică şi Tehnică a Energeticienilor din România "ENERGETICA", înfiinţată ca organizaţie profesională, neguvernamentală, nonprofit.

Organul suprem de conducere al Asociaţiei este Adunarea Generală, care a delegat pentru administrare un Consiliu Director compus din: Engeniu PAVEL – preşedinte, Jean CONSTANTINESCU- vicepreşedinte, Ion CONECINI – secretar general, Vasile RUGINĂ – trezorier, Virgil MUŞATESCU, Dumitru Cezar IONESCU, Nicolae NICULESCU, Stelian OPRESCU, Dan GHEORGHIU – membri.

În cadrul Asociaţiei funcţionează Colegiul revistei Energetica, care coordonează activitatea ştiinţifică şi de editare a revistei şi a publicaţiilor satelite, împuternicit de Consiliul Director prin Hotărîrea nr. 1/01.01.2001.

**COLEGIUL REVISTEI ENERGETICA**

**Preşedinte:** dr. ing. Eugeniu PAVEL

**Membri:** ing. Hermina ALBERT; prof. dr. ing. Florin ALEXE; prof. dr. ing. Victor ATHANASOVICI; prof. dr. ing. Adrian BADEA; prof. dr. ing. Cornel BIANCHI; dr. ing. Iosif Constantin BILEGAN; ing. Paul CARTIANU; ing. Mircea CÂRDU; prof. dr. ing. Mircea CHINDRIŞ; dr. ing. Ion CONECINI; dr. ing. Jean CONSTANTINESCU; prof. dr. ing. Dorin CRISTESCU; prof. dr. ing. Nicolae DĂNILĂ; prof. dr. ing. Mircea EREMIA; dr. ing. Ioan GANEA; ing. Dan GHEORGHIU; dr. ing. Miron Laurenţiu GOIA; prof. dr. ing. Nicolae GOLOVANOV; prof. dr. ing. Basarab Dan GUZUN; prof. dr. ing. Sorin HURDUBEŢIU; prof. dr. ing. Dumitru Cezar IONESCU; prof. dr. ing. Dumitru IVAŞ; dr. ing. Lucian LEFTER; dr. ing. Gheorghe LUCA; dr. ing. Ion LUNGU, prof. dr. ing. Virgil MAIER; prof. dr. ing. Magdalena MATEI; dr. ing. Andrei Călin MIHĂILEANU; ing. Cornel MOŢIU; conf. dr. ing. Virgil MUŞATESCU; prof. dr. ing. Constantin NEAGA; prof. dr. ing. Mircea NEMEŞ; ing. Nicolae NICULESCU; prof. dr. ing. Valeriu NISTREANU; ing. Radu OPINCARU; ing. Stelian OPRESCU; ing. Cornel PÂSLARU; prof. dr. ing. Alexandru POEATĂ; dr. ing. Marius POMÂRLEANU; prof. dr. ing. Florin POP; dr. ing. Teodor POPA, dr. ing. Badea POPA; dr. ing. Anca POPESCU; ing. Miron POPESCU; prof. dr. ing. Petre POSTOLACHE; prof. dr. ing. Ilie PRISECARU; ing. Constantin RADU; ing. Radu REGMAN; dr. ing. Gabriel ROMAŞCU; ing. Anton ROŞU; ing. Costin Liviu RUCĂREANU; dr. ing. Vasile RUGINĂ; ing. Norica SĂNDULESCU; ing. Alexandru SĂNDULESCU; ing. Emilian SIMIAN; ing. Mihaela STIOPOL; ing. Cristian ŢÂNŢĂREANU; ing. Ovidiu ŢUŢUIANU; ing. Anton VLĂDESCU; ing. Gheorghe VOICU

Conducerea tehnico-ştiinţifică a revistei Energetica se asigură de către Biroul de redacţie pe baza Regulamentului de funcţionare al revistei Energetica.

**BIROUL DE REDACŢIE*:** dr. ing. Eugeniu PAVEL – preşedinte; ing. Anton ROŞU - redactor-şef; prof. dr. ing. Dumitru Cezar IONESCU – redactor-şef adjunct; prof. dr. ing. Nicolae GOLOVANOV– redactor-şef adjunct; ing. Norica SĂNDULESCU – secretar de redacţie; dr. ing. Ion CONECINI; dr. ing. Ioan GANEA; dr. ing. Lucian LEFTER; conf. dr. ing. Virgil MUŞATESCU; ing. Nicolae NICULESCU; ing. Radu OPINCARU; dr. ing. Anca POPESCU; dr. ing. Ion LUNGU

**REDACTOR:** Ana Maria CHIVU
tel/fax.: 3220692; tel. 3216966/213

©Toate drepturile asupra acestei publicaţii sunt rezervate Asociaţiei Ştiinţifice şi Tehnice a Energeticienilor "ENERGETICA". Orice reproducere, integrală sau parţială, prin indiferent ce mijloace, a materialelor apărute în paginile publicaţiei se poate face numai cu aprobarea Asociaţiei. Sunt autorizate numai citările incluse în lucrări ştiinţifice sau în alte volume, cu precizarea sursei. Opiniile exprimate în articolele publicate în revistă aparţin autorilor.

* Componenţa aprobată prin hotărîrea Consiliului Director din 31.08.2000

Număr special *"Produse IT pentru piaţa energiei electrice, inclusiv pentru măsurarea energiei"*

## CUPRINS

**Ion Lungu, Alexandru Săndulescu:** Masa rotundă "Produse IT pentru piaţa energiei electrice, inclusiv pentru măsurarea energiei" 55

**Paul Gheorghiescu, Dumitru Drăguşin, Mihaela Dragomir, Mihai Stoican:** Software specializat pentru încadrarea funcţionării centralelor hidroelectrice în curba zilnică de sarcină a SEN cu aplicare la elaborarea ofertei zilnice a SC Hidroelectrica SA 57

**Ion Conecini:** Piaţa de energie impune crearea unei baze de date 62

**Ion Lungu, Alexandru Săndulescu:** Măsurarea energiei electrice tranzacţionate pe piaţa concurenţială din România 66

**Fănică Vatră, Hermina Albert, Ana Poida, Traian Mazilu, Constantin Mocanu, Radu Struţu:** Sistem informatic pentru telemăsurarea şi gestiunea energiei electrice pe contur SD Bacău încadrat în noile reglementări ale ANRE 69

**Marius Pomârleanu, Lia Bejuscu, Livia Stan**: Tariful tranzacţiilor de transport al energiei electrice între consumatorii eligibili şi producători (Programul de calcul TRANZIT) 75

**Leonardo Geo Mănescu, Ion Mircea, N. Hadjsaid**: Utilizarea trasabilităţii energiei electrice la tratarea congestiilor din reţelele de transport 79

**DIN EXPERIENŢA ÎN EXPLOATARE**

**Costel Voiculescu, Claudiu Popovici:** Implementarea la consumatorii SD Constanţa a sistemului de contorizare cu preplată a energiei electrice 90

**Julian Elliott, Sergio Nicolini, Ştefan Gadola**: Serviciile de management al datelor – o resursă vitală pentru participanţii la piaţa en-gros a energiei electrice 95

**DE PERSONIS**

x x x George Panaitescu la vîrsta de 90 de ani 61

**INFORMAŢII** 78

**Our review publishes ADVERTISMENTS for your PRODUCTS, TECHNOLOGIES, SERVICES, etc.**
**Please, contact us at the address:**
**Technical and Scientific Association "ENERGETICA" - Review Energetica**
**B-dul Energeticienilor nr. 8,**
**Bucureşti III, RO 74.568**
**Phone : (401)322.06.92 ; (401)321 69 66/213**
**Fax: (401)322 06 92**
**e-mail: energetica@icemenerg. vsat. ro**

## SUSŢINEŢI REVISTA ENERGETICA!

Abonamentele la revista noastră reprezintă manifestarea interesului şi dorinţei dvs. de a avea o oglindă a nivelului tehnic şi ştiinţific al energeticii româneşti, de a vă informa despre problemele majore ale energeticii mondiale, precum şi intenţia de a susţine material revista care poate satisface realizarea acestor deziderate.

Pentru a fi incluşi în lista de abonaţi, doritorii (instituţii, societăţi) vor completa un formular după modelul de mai jos, pe care îl vor trimite la Asociaţia Tehnică şi Ştiinţifică a Energeticienilor din România "ENERGETICA" Bucureşti, Bd. Energeticienilor, nr. 8, sector 3.

Contravaloarea abonamentului pentru anul 2001 este de 28 $ la cursul de schimb al zilei în care se face plata, fără TVA.

*

Abonamente pentru instituţii/societăţi
Către ASOCIAŢIA "ENERGETICA"
Bucureşti, Bd. Energeticienilor nr. 8, sector 3, CP 74568

Vă rugăm să ne includeţi în lista abonaţilor revistei ENERGETICA pentru anul 2000. Solicităm ..... abonamente.
Adresa la care vor fi expediate revistele:
Instituţia/societatea.....
Localitatea ..... Judeţul/Sectorul .....
str. ..... nr. ..... C.P. ..... Tel. .....
Cont ..... Banca ..... Cod fiscal .....
Numele persoanei de legătură .....
Suma de ..... lei reprezentînd contravaloarea celor ..... abonamente s-a achitat în contul Asociaţiei ENERGETICA nr. 2511.1 – 3832.1/ROL, deschis la BCR Filiala Sector 3 Bucureşti, cu specificaţia:
PENTRU REVISTA ENERGETICA, prin ordinul de plată nr. ..... din .....
Prezenta constituie comandă fermă.

DIRECTOR,

DIRECTOR ECONOMIC,

Redacţia şi administraţia : B-dul Energeticienilor, nr. 8, sector 3, 74568, Bucureşti,
tel./fax : 322 06 92; tel: 321 69 66/213
e-mail: energetica@icemenerg.vsat.ro, domni@icemenerg.vsat.ro
web: www.icemenerg. vsat.ro/energetica

Procesare computerizată: DOMNICA CÂMPEANU
Coperta tipărită la Tipografia RAPIDOCOLOR, Bucureşti

## MASA ROTUNDĂ "PRODUSE IT PENTRU PIAŢA ENERGIEI ELECTRICE, INCLUSIV PENTRU MĂSURAREA ENERGIEI"

- Prezentare -

*Masa rotundă* **"Produse IT pentru piaţa energiei electrice, inclusiv pentru măsurarea energiei"** *a avut un ecou deosebit în rîndul specialiştilor şi în special în rîndul participanţilor la piaţa energiei electrice. În acest sens, numărul mare de lucrări prezentate (16), dar mai ales pasionatele şi interesantele discuţii privind soluţii sau metode de rezolvare a unor probleme complexe, atît cu caracter tehnic, cît şi economic, apărute în derularea proceselor pe piaţa energiei electrice, au scos în evidenţă faptul că producătorii de energie electrică, furnizorii, operatorul comercial, operatorul de sistem, dar şi alţi specialişti energeticieni sunt profund interesaţi de rezolvarea acestora, de funcţionarea cît mai eficientă a pieţei de energie.*

*Criteriile de stabilire a ofertei zilnice pe piaţa energiei electrice în condiţiile încadrării în curba de sarcină a SEN au fost analizate cu atenţie în cadrul S.C. Hidroelectrica S.A. Au rezultat un model matematic şi un program de calcul destinate să asigure determinarea puterilor orare ofertate pentru fiecare centrală hidroenergetică. Programul de calcul asigură valorificarea optimă a resurselor hidro, cu luarea în considerare a debitelor de servitute şi a altor restricţii de utilizare a apei din amenajările hidroenergetice, fiind un instrument de bază al centrului de management energetic din cadrul Hidroelectrica SA.*

*Restructurarea sectorului energiei electrice face ca responsabilitatea privind calitatea energiei să fie împărţită între mai mulţi agenţi economici, producători, transportator şi distribuitori de energie electrică. Mai mult, introducerea mecanismelor concurenţiale la producere şi furnizare creează o presiune pentru reducerea costurilor, presiune care nu trebuie să ducă la scăderea calităţii energiei furnizate consumatorilor finali. În acest context se impune acordarea unei atenţii deosebite problemelor de calitate a energiei furnizate consumatorilor, precum şi modului de urmărire a parametrilor caracteristici. O acţiune importantă în acest sens o constituie realizarea unei baze de date de monitorizare a calităţii, structurată pe tipurile de perturbaţii care afectează calitatea energiei electrice. Aspectele legate de realizarea acestei baze de date şi mai ales stabilirea criteriilor pe care trebuie să le îndeplinească suportul software pentru realizarea unei baze de date relaţionale eficiente au reprezentat subiectul unor discuţii între specialiştii prezenţi la masa rotundă. Pe lîngă necesitatea realizării cu prioritate a acestei baze de date, din discuţii au mai rezultat şi unele soluţii concrete, bazate pe realizările unor firme de prestigiu din Europa.*

*Deosebit de ample şi profunde au fost discuţiile legate de problemele privind măsurarea cantităţilor de energie tranzacţionate pe piaţă. Întregul sistem concurenţial de vînzare a energiei electrice, ce cuprinde atît componenta angro, cît şi vînzarea cu amănuntul, necesită o adaptare a sistemelor de măsurare şi urmărire a cantităţilor de energie şi în unele locuri chiar o modificare a concepţiilor şi principiilor de realizare a acestor sisteme. Măsurarea serviciilor de sistem, evidenţierea serviciilor de transport şi distribuţie nu se pot realiza decît cu programe de calcul şi sisteme de măsurare adecvate, inexistente în cadrul companiei vertical integrate. Importanţa deosebită pentru piaţa angro a realizării unui sistem unitar de măsurare, capabil să înregistreze metrologic cantităţile tranzacţionate orar şi să transmită zilnic informaţiile operatorului comercial a dus la atribuirea rolului de operator de măsurare pentru piaţa angro Companiei Naţionale Transelectrica SA, entitate ce şi-a asigurat finanţarea necesară realizării acestui sistem de măsurare. La nivelul sucursalelor de distribuţie ale SC Electrica SA se constată de asemenea preocupări de introducere a unor noi sisteme de măsurare, care să asigure înregistrarea orară a valorilor măsurate. Problemele dezbătute au determinat discuţii "fierbinţi", la care au participat practic toţi specialiştii prezenţi la masa rotundă, fiind subliniată importanţa subiectului, complexitatea sa şi mai ales necesitatea de a identifica soluţii corecte din punct de vedere tehnic, flexibile şi uşor adaptabile modificărilor organizatorice, cum ar fi: separarea prin privatizare a unor distribuitori, apariţia de noi furnizori şi creşterea numărului de consumatori eligibili, soluţii care să nu implice eforturi financiare majore. Totodată a rezultat necesitatea elaborării de noi reglementări în domeniu şi în special a* **Codului de măsurare a energiei electrice,** *care să cuprindă şi actualul* **Regulament de măsurare a cantităţilor de energie electrică tranzacţionate pe piaţa angro,** *revizuit. În acest număr al revistei Energetica prezentăm cîteva principii ce vor sta la baza reglementării sistemelor de măsurare a energiei electrice.*

*Tarifarea serviciilor cu caracter de monopol natural, transportul energiei electrice, serviciul de distribuţie şi, mai nou, serviciul de măsurare constituie un alt subiect de actualitate. Stabilirea unor tarife corecte, prin aplicarea metodologiilor emise de ANRE, necesită prelucrarea unui volum important de date ce nu se poate realiza decît prin utilizarea unor programe de calcul specializate. În cadrul mesei rotunde a fost prezentat programul de calcul "Tranzit", destinat stabilirii tarifului de transport al energiei electrice achiziţionate de consumatorii eligibili.*

*Alocarea cheltuielilor totale pe noduri se realizează pe baza costurilor marginale, în conformitate cu metodologiile ANRE. Pentru aplicarea programului este necesară cunoaşterea atît a nodului consumator, cît şi a nodului generator care produce energia respectivă.*

*O prognoză mai exactă a consumului de energie electrică pe termen scurt capătă în piaţa de energie o valoare economică prin influenţa pe care o are asupra valorii preţului marginal de sistem. Ca şi în alte ţări, cercetătorii români s-au îndreptat către utilizarea elementelor de inteligenţă artificială şi în special a reţelelor neuronale artificiale pentru predicţia consumului. În cadrul mesei rotunde a fost prezentat un program de calcul realizat şi aplicat la SD Vaslui. Notabilă este eroarea maximă de 0,2 % obţinută de autori în condiţiile antrenării programului cu date ce acoperă un an de zile.*

*În cadrul mesei rotunde au fost prezentate şi lucrări privind experienţa acumulată de sucursale din ţară ale SC Electrica SA, referitoare la utilizarea soluţiilor moderne de realizare a sistemelor de măsurare a energiei electrice. În acest sens a fost apreciată experienţa SD Bucureşti în realizarea sistemului de telegestiune propriu, ce corespunde tehnic reglementărilor emise de ANRE pentru piaţa angro. Notabilă este şi concepţia sistemului informatic pentru telemăsurarea şi gestiunea energiei electrice pe conturul SD Bacău, elaborată de ISPE. Investiţia pentru realizarea unui astfel de sistem se amortizează în 1–3 ani. Autorii tratează distinct gestiunea energiei electrice de decontare (în afara timpului real) şi gestiunea operativă (în timp real).*

*Creşterea calităţii serviciului de furnizare a energiei electrice se concretizează şi prin diversificarea ofertei privind tarifele dintre care consumatorii pot alege tariful aplicat. Deşi tarifele cu preplată au fost introduse în luna iunie 1999, până în prezent numai SD Constanţa a creat posibilitatea aplicării acestora. Primii consumatori au fost cuprinşi în sistemul cu preplată în luna iulie 1999, în prezent numărul acestora fiind de 466. Pînă în prezent nu a fost înregistrată nici o reclamaţie, iar gradul de satisfacţie a consumatorilor privind utilizarea sistemului cu preplată este ridicat.*

*Elaborarea ordinii de merit şi stabilirea preţului marginal de sistem nu se pot realiza fără utilizarea unui program de calcul adecvat, care să ţină seama atît de ofertele producătorilor, cît şi de priorităţile de funcţionare (restricţii). Deşi în prezent OPCOM şi-a dezvoltat propriul program de calcul, remarcăm preocuparea altor specialişti din sector pentru realizarea de software adecvat stabilirii ordinii de merit.*

*Un subiect legat direct de calitatea serviciului de transport, şi anume evaluarea comportării izolaţiei de înaltă tensiune la solicitări, cu front foarte rapid şi modul concret de măsurare a acesor solicitări a pus în evidenţă preocupările specialiştilor din ţara noastră pentru elaborarea de mijloace concrete, în concordanţă cu normativele internaţionale, pentru testarea noilor tipuri de izolaţii, astfel încît să se asigure parametrii corespunzători de siguranţă în alimentare.*

*Discuţiile din cadrul mesei rotunde au fost deosebit de ample, profunde şi chiar pasionante. Subiectele abordate dovedesc importanţa domeniului IT şi a sistemelor de măsurare a energiei electrice în funcţionarea pieţei de energie.*

**Moderatori,**
**dr. ing. Ion LUNGU, ing. Alexandru SĂNDULESCU**

# SOFTWARE SPECIALIZAT PENTRU ÎNCADRAREA CENTRALELOR HIDROELECTRICE ÎN CURBA ZILNICĂ DE SARCINĂ A SEN CU APLICARE LA ELABORAREA OFERTEI ZILNICE A S.C. HIDROELECTRICA S.A.

ing. PAUL GHEORGHIESCU, mat. DUMITRU DRĂGUŞIN, ing. MIHAELA DRAGOMIR, ing. MIHAI STOICAN*

*Restructurarea sectorului energetic în ţara noastă a condus la înfiinţarea, între altele, şi a SC Hidroelectrica SA ca societate comercială avînd ca principal atribut exploatarea amenajărilor hidroenergetice din România.*

*În conformitate cu reglementările ANRE privind funcţionarea pieţei de energie, SC Hidroelectrica SA întocmeşte zilnic oferta de puteri orare pe care o transmite Operatorului Comercial.*

*În contextul celor menţionate mai sus s-a întocmit prima versiune a software-ului specializat destinat elaborării operative a programului de funcţionare orară a centralelor hidroenergetice.*

*Se prezintă în continuare algoritmul de calcul şi rezultatele obţinute.*

*The liberation and the privatization of the electrical power sector in our country lead to established of SC Hidroelectrica SA as commercial society whose major goal is the production of the hydropower energy in Romania.*

*In compliance with ANRE regulations concerning the energy market, SC Hidroelectrica S.A. makes daily an energy offer to the OpCom.*

*In spirit of the above, was done an expert software whose purpose is the elaboration in operative mode of the hourly scheduling of hydro units.*

Descriptori: exploatare CHE, curbe de sarcină

## Introducere

Lucrarea prezintă un program de calcul specializat, ce poate fi utilizat pentru stabilirea încadrării centralelor hidroelectrice în curba zilnică de sarcină a SEN - operaţie necesară la elaborarea ofertei zilnice a producţiei de energie de către SC Hidroelectrica SA pentru centralele electrice din portofoliu.

Programul de calcul poate servi de asemenea şi la analiza funcţionării sistemului energetic (post-eveniment) legat de încadrarea în graficul de sarcină a unuia sau altuia din agregatele energetice, atunci cînd acestea sunt destinate acoperirii zonei de semivîrf sau de vîrf.

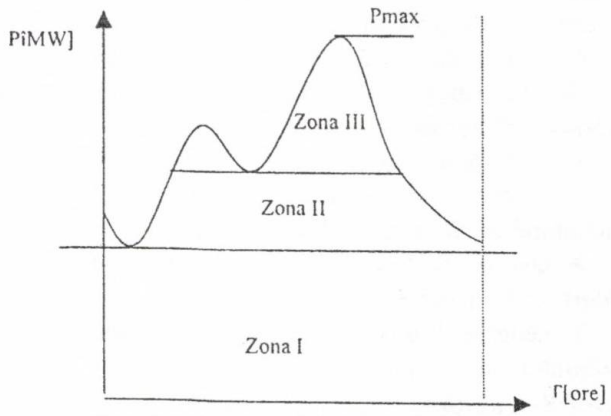



Fig.1. Zonele caracteristice ale curbei de sarcină.

## 1. Curba de sarcină a sistemului energetic. Zone caracteristice. Modul de acoperire a consumului

Variaţia consumului de energie electrică pe durata unei zile este reprezentată de curba de sarcină. Pentru sistemul energetic al României curbele de sarcină zilnice au forma din figura 1, avînd caracteristică prezenţa a doua perioade de consum ridicat, vîrful de dimineaţă şi vîrful de seară, şi corespunzător două perioade de consum scăzut, golul de zi şi golul de noapte.

În ultimii ani valorile caracteristice ale curbei de sarcină ale sistemului românesc au fost următoarele:

$P_{min}$= 3925 MW - vara şi 4983 MW – iarna;

$P_{max}$= 6463 MW - vara şi 9014 MW – iarna;

$\alpha_i$ = 60,73 % - vara şi 55,28 % – iarna

($\alpha_i$ = raportul între $P_{min}$ şi $P_{max}$ ).

Curbele de sarcină variază în cursul anului, modificîndu-se valorile caracteristice, orele la care apar vîrfurile sau golurile de sarcină, precum şi durata acestora.

Valorile minime sunt valabile pentru curbele de sarcină din zilele cu consum redus (dumineca/zile de sărbători legale), iar cele maxime pentru curbele de sarcină din zilele cu consumuri maxime (luni/marţi).

* S.C. Hidroelectrica S.A. -Direcţia

Primele valori sunt pentru curbele de sarcină din sezonul de vară, iar cele secunde sunt pentru curbele de sarcină din sezonul de iarnă.

În acoperirea cu energie/putere a curbei zilnice de sarcină pot fi individualizate trei zone caracteristice:

zona I - zona de bază, situată sub puterea minimă a golului de noapte, în care centralele pot funcţiona continuu cu putere constantă pe durata de 24 ore;

zona II - zona de semivîrf, cuprinsă între puterea minimă a golului de noapte şi puterea minimă a golului de zi, în care centralele electrice funcţionează continuu cu putere constantă pe o durată mai redusă decît 24 ore;

zona III- zonă de vîrf - cuprinsă între puterea minimă de zi şi puterea maximă a zilei, în care centralele electrice funcţionează cu puteri variabile pe durată variabilă, cu două porniri/opriri pe zi.

Centralele ce funcţionează în această zonă realizează aşa-numita "modulare a curbei de sarcină", ce constă în adaptarea sarcinii la necesarul de consum.

**OBSERVAŢIE:** Modularea curbei de sarcină se face în etapa de planificare a funcţionării sistemului prin procesul de ofertare al producătorilor cu referire la consumul prognozat şi nu trebuie confundată cu procesul de reglaj frecvenţă-putere.

Practica funcţionării sistemelor energetice a consacrat următorul mod de acoperire a zonelor caracteristice din graficul zilnic de sarcină:

*I - zona de bază* - centrale electrice la care modificarea sarcinii este dificil de realizat sau neeconomică, respectiv :

- centrala nucleară;
- centrale termoelectrice cu grupuri mari funcţionînd pe cărbune sau hidrocarburi;
- centrale de termoficare cu regim de furnizare a căldurii ce nu acceptă variaţii importante;
- centrale hidroelectrice "pe firul apei" (fără posibilităţi de acumulare) în perioade în care $Q_{afl} > (0.8 \div 0.85) Q_i$ ;
- centrale hidroelectrice cu regim impus de alimentare cu apă a unei folosinţe ;

*II - zona de semivîrf* - centrale electrice la care modificarea sarcinii în anumite limite este posibilă în intervale reduse (15÷30 min) fără consecinţe tehnice şi economice majore, respectiv:

- centrale termoelectrice cu grupuri de putere medie/mică funcţionînd pe hidrocarburi ;
- centrale de termoficare la care regimul de furnizare a căldurii poate fi programat;
- centrale hidroelectrice "pe firul apei" în perioadele în care $(0,4 \div 0,5)\, Q_i < Q_{afl} < (0,8 \div 0,85)\, Q_i$;
- centrale hidroelectrice cu lacuri de acumulare cu regularizare zilnic/orară;

*III - zona de vîrf* - centrale electrice cu posibilităţi pornire/oprire rapidă (maximum 15 min) sau cu posibilităţi de variaţie a sarcinii pe agregate în limite largi (pînă la $0,3 \div 0,5\ P_{max}$), respectiv:

- centrale hidroelectrice "pe firul apei" în perioadele în care $Q_{afl} < (0,4 \div 0,5)\, Q_i$ ;
- centrale hidroelectrice cu lacuri de acumulare cu regularizare săptămînală/sezonieră/anuală.

## 2. Particularităţile centralelor hidroelectrice. Rolul CHE în acoperirea zonei de vîrf a graficului de sarcină

Necesitatea "modulării curbei de sarcină" în zona de vîrf a acesteia impune centralelor ce îşi "asumă" această misiune o serie de cerinţe tehnice, după cum urmează:

- pornire/oprire într-un timp scurt (maximum 15 min);
- viteza de încărcare mare (minimum 10 MW/min);
- posibilitatea de funcţionare la sarcini minime cît mai scăzute $(0,3 \div 0,5) P_{max}$;
- randamente ridicate la funcţionarea cu sarcini variabile;
- siguranţă în exploatare la variaţii de sarcină şi în timpul proceselor tranzitorii de pornire/oprire.

Ansamblul acestor cerinţe tehnice este îndeplinit în totalitate de către centralele hidroelectrice, singurul impediment în neutilizarea tuturor categoriilor de centrale hidroelectrice în acoperirea zonei de vîrf a graficului de sarcină putîndu-l constitui regimul hidrologic (raportul debit afluent/debit uzinat) pentru centralele "pe firul apei", care poate determina un regim de funcţionare impus ( pentru evitarea deversărilor de apă în cazul adoptării unui regim variabil).

Există în sistemul energetic românesc o serie de centrale "specializate" în acoperirea zonei de vîrf a graficului de sarcină. Acestea sunt centralele hidroelectrice cu lacuri de acumulare cu regularizare sezonieră/ anuală.

Aceste centrale, însumînd circa 3388,11 MW, îndeplinesc în totalitate condiţiile tehnice necesare pentru "modularea curbei de sarcină" şi sunt "alocate", în concepţia de planificare, acoperirii curbei de sarcină.

Este de menţionat că centralele care asigură acoperirea zonei de vîrf a graficului de sarcină sunt şi cele care asigură sarcinile de sistem necesare funcţionării sigure a SEN (reglaj secundar frecvenţă-putere, rezervă turnantă, reglaj terţiar).

Acest lucru este posibil pentru faptul că valorile puterii instalate în centrale cu lacuri de acumulare sunt suficient de mari pentru a satisface ambele necesităţi.

**Notă:** Actualele reglementări ale pieţei energiei din România nu valorizează în nici un fel această ocazie oferită de centralele hidroelectrice, de asigurare a energiei în zona de vîrf a graficului de sarcină.

Lipseşte un sistem tarifar de plată diferenţiată la producători a energiei în cele trei zone caracteristice ale graficului de sarcină (energie de bază, de semivîrf, de vîrf), ceea ce face ca aceştia să nu fie stimulaţi în producerea de energie în zona de vîrf.

În acest sens propunem ca pînă la aplicarea unui sistem tarifar de plată a energiei la producători, oportunitatea oferită de centralele hidroelectrice să fie considerată serviciu de sistem şi să fie valorizată.

## 3. Încadrarea centralelor hidroelectrice în zona de vîrf a graficului de sarcină

Potrivit reglementărilor pieţei de energie, respectiv "Codul comercial al pieţei angro de energie electrică", cod 22 2.130.1.02.05/99, şi "Contract cadru de portofoliu" (interimar) de vînzare/cumpărare a energiei electrice între producători şi S.C. Electrica S.A." cod 16.2.5.31.1.01.07/06/99, producătorii trebuie să facă, pentru fiecare zi de tranzacţie "oferte de producere a energiei pentru fiecare din unităţile dispecerizabile pe care le deţin".

Oferta se face pentru cantităţile de energie prevăzute în contractul de portofoliu, pentru fiecare din cele 24 de intervale bază de decontare ale unei zile de tranzacţie.

Practic, a elabora oferta unei zile de tranzacţie înseamnă a stabili care sunt hidroagregatele şi puterea de funcţionare a acestora, care asigură însumat pe fiecare oră şi pe total zi energia orară/zilnică contractată.

Hidroagregatele ce vor putea funcţiona în ziua de tranzacţie, puterile lor disponibile şi cantităţile de energie pe care le vor putea produce rezultă din programul de exploatare al fiecărei acumulări.

La întocmirea ofertei zilnice, programatorul dispune de o listă a hidroagregatelor/centralelor cu puterea disponibilă a acestora şi cantităţile de energie planificate a fi realizate.

Problema ce trebuie rezolvată este cea a locului pe care îl va rezerva programatorul în zona de vîrf a graficului de sarcină fiecărui hidroagregat/centrală.

## 4. Curba de analiză a graficului zilnic de sarcină. Încadrarea în sistem a unei centrale

Pentru rezolvarea problemei locului pe care îl poate ocupa în graficul de sarcină o centrală electrică în practică se utilizează "curba de analiză a graficului zilnic de sarcină" (fig. 2).

Curba de analiză constă în reprezentarea grafică a valorilor funcţiei energie $E=E(P)$, unde :

$$E(P) = \int_0^P t(P)dP, \quad P \in [0, P_{max}].$$

Calculul valorii $E$ este posibil cu condiţia ca funcţia analitică a puterilor momentane $P(t)$ să fie cunoscută, evitînd astfel acele aproximări ce introduc erori deloc neglijabile.

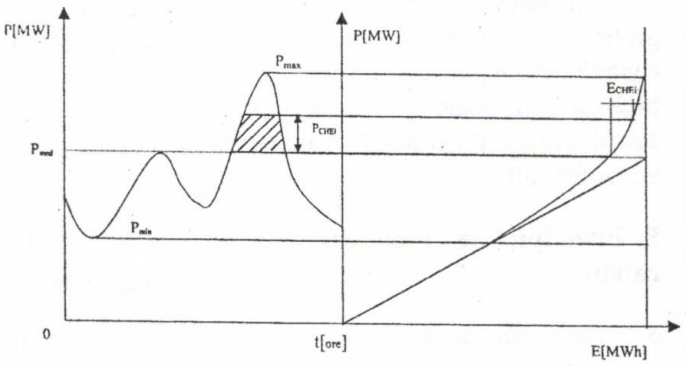



Fig. 2. Curba de analiză a graficului zilnic de sarcină.

Pe curba de analiză o centrală programată să funcţioneze cu o energie zilnică $\Delta E_{CHEi}$ poate fi plasată în mai multe zone, rezultînd valori diferite ale puterii de funcţionare ($P_{CHEi}$ *sau* $P'_{CHEi}$) (fig. 3).

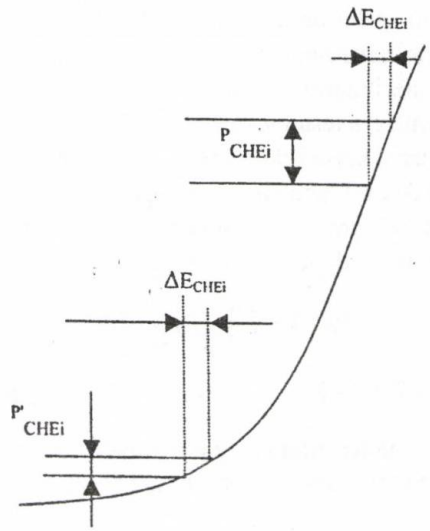



Fig. 3. Variante de încadrare a unei CHE în graficul zilnic de sarcină.

În rezolvarea problemei încadrării unui şir de centrale în zona de vîrf a graficului de sarcină trebuie adoptată logica încadrării succesive a centralelor, începînd cu cele cu producţii de energie mai mari (zona de semivîrf) şi continuînd cu cele cu energie din ce în ce mai mică (zona de vîrf).

Atunci cînd încadrarea unei centrale nu conduce la o valoare adecvată a puterii (se depăşesc valorile $P_{min}$ sau $P_{max}$, puterea de funcţionare se află într-o zonă de funcţionare cu randamente scăzute, valoarea puterii de funcţionare nu este concordată cu obligaţia de asigurare a serviciilor de sistem) se schimbă locul de încadrare al hidroagregatului/centralei.

În practica actuală rezolvarea problemei încadrării centralelor în zona de semivîrf şi vîrf a graficului de sarcină utilizînd curba de analiză a graficului zilnic de sarcină se face utilizînd metoda grafo-analitică, metodă greoaie şi lipsită de precizie.

Utilizarea eficientă şi rapidă a curbei de analiză a graficului zilnic de sarcină pentru stabilirea încadrării centralelor, legat de elaborarea ofertei zilnice de încărcare, se poate face numai printr-un program de calcul, al cărui principiu de realizare şi mod de aplicare vor fi dezvoltate în continuare.

## 5. Principii de elaborare a programului de calcul

*5.1. Procedeu de determinare a formei analitice a curbei de sarcină*

Stabilirea unei forme analitice a curbei de sarcină pornind de la forma discretă a acesteia constituie baza de dezvoltare a modelului prezentat de autori. Aparent simplă, rezolvarea în practică a acestei probleme este legată de alegerea acelui model care să conducă la o bună precizie a aproximării curbei de sarcină, cunoscînd faptul că în astfel de situaţii apar probleme de precizie care pot vicia rezultatele mai ales în cazul amenajărilor hidro cu puteri medii relativ mici.

Ca urmare a testelor realizate cele mai bune rezultate în aproximarea curbei de sarcină au fost obţinute folosind polinoame de tip Lagrange de grad patru.

Curba de sarcină se aproximează cu opt polinoame de tip Lagrange, după cum urmează:

$$P_i(T) = \prod_i(T) \sum_{k=0}^{3} \frac{E_k^i}{D_k},$$

$$i \le T \le i+3, \qquad i = 0,3,,6,9,12,15,18,21$$

Pentru determinarea elementelor ce intervin în formula de mai sus se introduce matricea:

$$M = \begin{pmatrix} T-T_i & T-T_{i+1} & T-T_{i+2} & T-T_{i+3} \\ T_{i+1}-T_i & T-T_{i+1} & T_{i+1}-T_{i+2} & T_{i+1}-T_{i+3} \\ T_{i+2}-T_i & T_{i+2}-T_{i+1} & T-T_{i+2} & T_{i+2}-T_{i+3} \\ T_{i+3}-T_i & T_{i+3}-T_{i+1} & T_{i+3}-T_{i+2} & T-T_{i+3} \end{pmatrix}$$

În aceste condiţii vom avea:

- $D_0$ = produsul elementelor de pe prima linie a matricei M ;
- $D_1$, $D_2$, $D_3$ = produsul elementelor de pe linia a doua, a treia etc...
- $\prod_i(T)$ = produsul elementelor de pe diagonala matricei M;
- $E_k^i$ = valori ale palierelor curbei de sarcină (constituie date de intrare);
- $T_i$ = valori întregi din intervalul de timp [0, 24] .

În aceste condiţii se poate calcula cu uşurinţă valoarea puterii pe curba de sarcină oricare ar fi $T \varepsilon$ [0, 24], folosind unul din cele opt polinoame prezentate mai sus.

*5.2. Calculul energiei totale*

Folosid polinoamele tip Lagrange prezentate mai sus, energia totală ce trebuie acoperită se calculează folosind relaţia:

$$E_{total} = \sum^{i+3} \int_i P_i(T)dT, \qquad i=0, 3, 6,--------,21$$

Calculul efectiv utilizează pentru calculul integralei relaţia de cuadratură a trapezelor compusă luînd în considerare împărţirea intervalului de timp [0, 24] în 350 părţi egale prin punctele:

$$\xi_k = \frac{24}{350}k, \qquad k=0,1,2----------,349.$$

*5.3. Procedeu de acoperire a curbei de sarcină*

O centrală hidro pe parcursul a 24 de ore acoperă, de regulă, o "bandă de energie" pe care convenim să o delimităm, spre exemplu, prin dreapta $P=P_i$, graficul curbei de sarcină şi dreapta $P=P_j$ .

În practică se cunoaşte aria acestei benzi (energia E aferentă unei centrale hidro), dreapta $P=P_i$ , dar nu se cunoaşte poziţia dreptei $P=P_j$ , această poziţie urmînd a fi determinată astfel încît aria cuprinsă între cele două drepte şi graficul curbei de sarcină să fie egală cu valoarea impusă E. Acest lucru se realizează printr-un proces dinamic în care dreapta $P=P_i$ este fixă, iar dreapta $P=P_j$ este supusă deplasării (în sensul săgeţii conform figurii 4) de la dreapta $P=P_I$; cînd banda de energie are valoarea zero, către o poziţie paralelă cu aceasta $P=P_j$, astfel încît aria generată să aibă valoarea impusă E.

Procesul este iterativ, în final obţinîndu-se valoarea suprafeţei respective, cu menţiunea că în calcule se utilizează aceeaşi formulă de cuadratură a trapezelor de care am amintit mai sus.

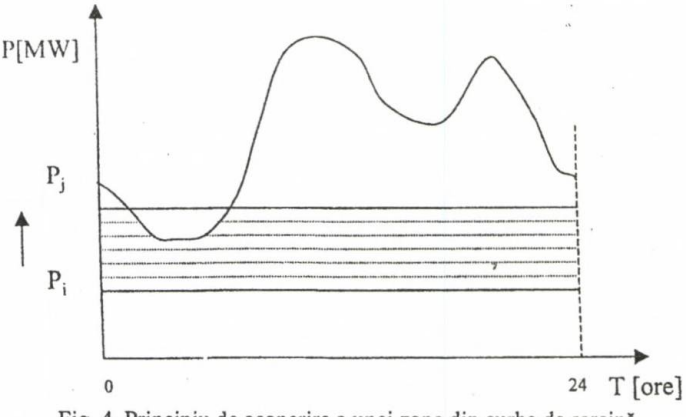



Fig. 4. Principiu de acoperire a unei zone din curba de sarcină.

**Aplicaţie**

Modelul prezentat mai sus a constituit baza de realizare a unui program de calcul, implementat în prezent pe microcalculatoarele Hidroelectrica S.A., destinat să asigure calculul puterilor orare ale centralelor hidro cu încadrarea acestora în curba de sarcină (fig. 5).

Date de intrare:

- curba de sarcină (se dau 24 valori orare corespunzătoare intervalului de timp [0-24];

- valorile $P_{min}$ şi $P_{max}$ penru fiecare centrală hidro (se impune in permanenţă restricţia $P_{min} \le P \le P_{max}$ ;

- pentru centralele hidro cu valori orare impuse se comunică valorile puterilor orare pe durata [0,24];

- lista centralelor hidro şi energia aferentă fiecărei centrale pe intervalul de timp [0,24].

Rezultate:

- schema grafică de acoperire a curbei de sarcină pe care sunt evidenţiate valorile puterilor medii ale centralelor, numele acestora şi benzile de energie acoperite;

- tabel cu valorile medii orare aferente centralelor luate în calcul.

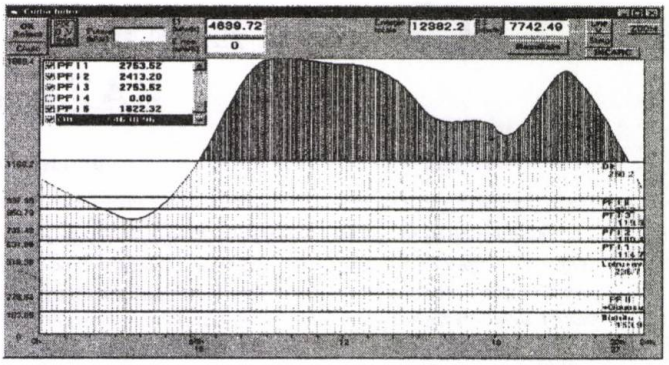



Fig. 5.

**Încărcarea orară a amenajărilor hidro**

| | | interval 1 | interval 2 | interval 3 | interval 4 | interval 5 | interval 6 | interval 7 | interval 8 | interval 9 | interval 10 | interval 11 | interval 12 | ..... | interval 23 | interval 24 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Bistriţa | 3692,55 | 153 | 153 | 153 | 153 | 153 | 153 | 153 | 153 | 153 | 153 | 153 | 153 | ..... | 153 | 153 |
| PF II + Gogoşu | 3018,82 | 125 | 125 | 125 | 125 | 125 | 125 | 125 | 125 | 125 | 125 | 125 | 125 | ..... | 125 | 125 |
| Lotru+ aval | 5681,34 | 236 | 236 | 236 | 236 | 236 | 236 | 236 | 236 | 236 | 236 | 236 | 236 | ..... | 236 | 236 |
| PF I 1 | 2753,22 | 114 | 114 | 114 | 114 | 114 | 114 | 114 | 114 | 114 | 114 | 114 | 114 | ..... | 114 | 114 |
| PF I 2 | 2409,88 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | ..... | 100 | 100 |
| PF I 3 | 2753,52 | 117 | 117 | 106 | 74 | 101 | 117 | 117 | 117 | 117 | 117 | 117 | 117 | ..... | 117 | 117 |
| PF I 6 | 1817,39 | 87 | 75 | - | - | - | 85 | 87 | 87 | 87 | 87 | 87 | 87 | ..... | 87 | 87 |
| Olt | 4609,2 | 74 | 5 | - | - | - | 82 | 243 | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 | ..... | 250 | 250 |

## Concluzii

Programul de calcul permite determinarea zonei din curba de sarcină în care va fi încadrată o centrală/amenajare pornind de la cantitatea de energie cu care este planificată pentru funcţionare în ziua respectivă şi determinarea puterii cu care aceasta va fi prevăzută în oferta zilnică.


**BIBLIOGRAFIE**

[1] Cogălniceanu, Al. *Bazele tehnice şi economice ale hidroenergeticii*. Ed. Tehnică 1986.

[2] Demidovitch, B., Maron, I. *Elements de calcul numerique*. Edition Mir 1973.

[3] Nikolski, S.M. *Formule de cuadratură*, Editura Tehnică, 1976



**Referent: prof. dr. ing. Marin Ghergu - Facultatea de Energetică, UPB**

**(Primit la 4 decembrie 2000, acceptat la 10 ianuarie 2001)**


## *De personis*

### George PANAITESCU la vîrsta de 90 de ani

În ziua de 21 ianuarie 2001, unul dintre vechii colaboratori ai revistei noastre, dl ing. George PANAITESCU a împlinit venerabila vîrstă de 90 de ani.

Dl George PANAITESCU a avut o îndelungată activitate în domeniul energetic, mai întîi la Societatea Generală de Gaze şi Electricitate din Bucureşti, apoi la Ministerul Energiei Electrice şi la Comitetul de Stat al Planificării. Pe lîngă activitatea de bază a avut contribuţii importante în:

- pregătirea şi perfecţionarea personalului de exploatare din instalaţiile energetice;
- problemele de legislaţie şi de tarifare a energiei electrice;
- istoria energeticii, prin articole şi comunicări pe această temă şi printr-o contribuţie importantă la organizarea Muzeului Tehnic "Dimitrie Leonida".

Cu ocazia împlinirii vîrstei de 90 de ani, Colegiul de Redacţie al revistei Energetica îi urează "La mulţi ani!" şi îi doreşte multă sănătate, astfel încît să poată susţină în continuare cu experienţa sa energetica românească.

**Redacţia**

# PIAȚA DE ENERGIE IMPUNE CREAREA UNEI BAZE DE DATE

dr. ing. ION CONECINI*

*Activitatea sectorului energetic din România, ca de altfel și din alte țări ale lumii, a intrat într-o nouă fază de restructurare, cu scopul principal de satisfacere a cerințelor societății privind asigurarea cu combustibil și energie, promovarea unei economii de piață concurențiale a energiei, cu respectarea obligațiilor internaționale asumate de statul român prin Tratatul Cartei Energiei, precum și pentru armonizarea reglementărilor naționale cu prevederile directivelor comunitare în sectorul energetic.*

*Lucrarea încearcă să definească cîteva acțiuni conjugate, care să constituie elaborarea bazelor metodologice ale controlului de calitate și asigurarea unei dotări cu aparate de măsurat corespunzătoare unui control de masă al indicatorilor de calitate în condițiile deschiderii pieței de energie electrică în România. Avînd în vedere importanța deosebită acordată monitorizării perturbațiilor, realizării și organizării unei baze de date care să cuprindă informațiile privind generarea acestora și efectele asupra sistemelor de producere, transport și distribuție a energiei electrice, au fost prezentate principalele caracteristici tehnice ale echipamentelor existente și utilizate în România și sunt indicate domeniile în care se recomandă utilizarea lor. Stocarea, prelucrarea și posibilitățile de acces la datele obținute prezintă un deosebit interes practic. În acest sens, în cadrul lucrării sunt prezentate principalele funcțiuni ale unei baze de date, sunt analizate soluțiile actuale din țară și străinătate și se face un studiu comparativ privind diferitele soluții posibile, fiecare cu avantajele și dezavantajele sale, astfel încît utilizatorul, în funcție de posibilitățile concrete, poate opta pentru oricare dintre soluții. Sunt analizate și soluțiile practice de acces la informațiile cuprinse în bazele de date.*

*The activity in the energy sector in Romania and abroad, as well, undergoes a new restructuring stage with the main aim of meeting the society requirements related to enabling fuel and energy supply, promotion of a competition-based power market by observing the international obligations which were assumed by Romania in the Treaty of the Energy Charter and accommodation of the national regulations with the EU rules in the power sector.*

*The paper tries to define some joint actions meant to be the basis for developing a quality control methodology and for creating the grounds for the acquisition of some instruments specific to mass control of the quality indicators under the conditions of establishing the Romanian power market. Considering the focus on the disturbances monitoring, on creation and managing a data base referring to these disturbances occurring and their effects upon power generation, transmission and distribution systems, the main technical features of the Romanian existing and operated facilities have been presented and specifications are made referring to the fields where they should be utilized. The collected data storage, processing and access were shown a particularly practical interest. To this purpose, the paper presents the main functions of a data base, reviews the domestic and international actual solutions, makes a comparative study on different possible solutions with each one's advantage and disadvantage, so that the user, function of the concrete conditions, may choose any of them. The practical solutions to access to the information in the data base are also analyzed.*

Descriptori: monitorizare, informatizare, calitate, perturbații, baza de date

## Introducere

Restructurarea sectorului energiei electrice și introducerea mecanismelor concurențiale la producere și furnizare implică crearea unui sistem de relații comerciale între agenții economici, un accent deosebit punîndu-se pe calitatea energiei electrice, atît la cantitățiile tranzacționate orar, cît și la energia livrată consumatorilor finali.

Calitatea energiei electrice este influențată în special de perturbațiile ce pot apărea în rețelele electrice.

Deoarece numărul și tipul perturbațiilor care pot apărea în rețelele electrice este relativ mare, iar fiecare tip de perturbație are o serie de indicatori de calitate caracteristici, numărul total al parametrilor care se cer urmăriți, memorați, comparați cu valori maxim admisibile stabilite prin standarde, prescripții etc. și prelucrați este foarte mare.

De aceea a apărut necesitatea creării unei baze de date relaționale, care să permită accesul direct și/sau secvențial la fiecare înregistrare sau grup de înregistrări, în vederea prelucrării datelor și, pe baza calculelor statistice, să se facă compararea cu valorile admisibile stabilite prin standarde și/sau prescripții.

Întrucît analiza și evaluarea calității energiei electrice se face pe baza datelor corelate de la diverse sisteme de monitorizare și deoarece numărul acestor date culese este foarte mare, prelucrarea lor necesită crearea unei bănci de date cu suport componente software, care vor prelucra automat datele acestei bănci [4].

Pentru analiza calității energiei electrice există sisteme complexe și automatizate, care au posibilitatea monitorizării și colectării automate a rezultatelor monitorizării, folosind programe informatice performante și baze de date multiple și interconectate.

## 1. Sistem de gestiune a bazei de date

Baza de date este deci o colecție organizată de informații.

Noțiunea de bază de date se folosește pentru a denumi o colecție de date aflate în interdependență, precum și descrierea datelor și a relațiilor existente între ele [9].

* Transelectrica S.A - DOC

Dacă colecției de date i se asociază un sistem de programe precum gestiunea datelor, care să asigure: independența datelor, o redundanță minimă corelată cu memorarea acestora, atunci se poate obține o bază de date. Această posibilitate de organizare a datelor se numește "Sistem de Gestiune a Bazei de Date" - SGBD (DBMS - Database Management System).

Orice SGBD răspunde unui minim de cerințe:

- independență logică, ceea ce înseamnă posibilitatea gestiunii independente a structurii generale a bazei de date față de programele de aplicație;
- acces secvențial și direct la date într-un interval de timp considerabil de mic;
- generatoare de tabele, formulare, interogări, rapoarte;
- selectare, grupare și prelucrare a informațiilor;
- interfețe atractive și eficiente, incluzînd lucrul cu meniuri, ferestre, obiecte de control, generatoare speciale de rapoarte;
- tehnica SQL (Structured Query Language) de interogare a bazelor de date, în cazul bazelor de date relaționale;
- posibilitatea realizării de legături între două sau mai multe baze de date, legături care permit accesarea simultană a unor date care se află într-o anumită relație, din baze de date diferite;
- protejarea datelor și a programelor.

O aplicație pentru baze de date combină mai multe tipuri de obiecte, cum ar fi: tabele, interogări, formulare, rapoarte, comenzi macro - pentru a programa secvențe de acțiuni, module, pentru gestionarea introducerii, stocării și extragerii informațiilor.

## 2. Proiectul DPQ

Un exemplu în acest sens îl constituie sistemul PQ View, care este un produs Microsoft Access al proiectului DPQ (Distribution Power Quality) al EPRI (Electric Power Research Institute) din Statele Unite. În anul 1990, EPRI a autorizat efectuarea unui studiu pentru determinarea nivelului calității energiei electrice în sistemul de distribuție al Statelor Unite. Pe durata unui stagiu inițial a fost dezvoltat un nou echipament de monitorizare: BMI PQ Node 8010, care permite monitorizarea simultană a mărimilor de regim permanent (staționar), ca de exemplu: valori efective tensiune și curent, factor de putere, niveluri de distorsiune armonică, și a perturbațiilor, cum ar fi: goluri de tensiune, întreruperi, fenomene tranzitorii, impulsuri. Au fost instalate astfel de echipamente de monitorizare într-un număr de 277 de puncte de măsurare, iar pe durata de monitorizare de 27 de luni a fost colectat un volum de aproximativ 30 gigabytes date.

PQ View reprezintă un sistem complex de baze de date pentru managementul și analiza datelor de calitate a energiei electrice, corelate de la diverse sisteme de monitorizare, constituind de fapt, un sistem de centralizare a acestor date (informații) de calitate a energiei electrice [6]. PQ View conține următoarele componente:

- PQDM: Power Quality Data Manager - o aplicație Access pentru crearea, încărcarea și editarea bazei de date;
- PQDA: Power Quality Data Analyzer - o aplicație Access pentru analiza datelor de calitate a energiei electrice;
- WinStat - o aplicație pentru evaluarea statistică a datelor de calitate a energiei electrice, integrat cu PQDA ca o aplicație OLE (Object Linking and Embedding).

## 3. Proiectul ICEMENERG

Pentru alegerea suportului informatic de lucru, mediul de programare (software-ul) în care a fost creată baza de date, au fost folosite criterii de departajare (din punctul de vedere al performanțelor și limitelor). Pentru realizarea unei comparații de baze de date au fost selectate trei tipuri de baze de date care acoperă întreg spectrul, sunt cele mai utilizate, mai cunoscute și mai răspîndite. Acestea sunt: FOXPRO, ACCESS și ORACLE.

Analizînd caracteristicile fiecărui tip de baze de date, comparativ cu ceea ce se dorește a fi o bancă de date de calitatea energiei electrice (un mediu de stocare a principalilor indicatori de calitate a energiei electrice care să permită analiza și evaluarea statistică a acestor indicatori) și avînd în vedere experiența altor institute de specialitate din străinătate în realizarea unei astfel de bănci de date s-a optat pentru produsul Microsoft Access.

Pentru această alegere s-au avut în vedere: interfața simplă cu utilizatorul, posibilitățile de programare mult mai eficiente, comparativ cu alte pachete de programe din domeniul bazelor de date care nu pot realiza mai mult decît operații uzuale de stocare și căutare, compatibilitatea cu formatele de date ale altor baze de date, cum ar fi EXCEL, dBASE, Paradox, Lotus 1-2-3, iar în cazul unei baze de date prea mari pentru o rețea de calculatoare personale, asigurarea interfeței cu sistemele de operare cu servere, care rulează programe ca ORACLE sau SQL Server.

## 4. Organizarea bazei de date

Ca orice bază de date Access și aceasta combină toate aceste elemente (tabele, formate, rapoarte, interogări, module, macro-uri) pentru a gestiona introducerea, stocarea și extragerea informațiilor.

Astfel, formularele sunt folosite pentru introducerea și afișarea datelor pe ecran, tabelele definesc structuri de stocare a datelor, iar rapoartele sunt destinate extragerii datelor din tabele și interogării și trimiterii lor către imprimantă sub formă de rezumate.

*Tabelul 1*

| Nr. | Criteriu | FOXPRO | ACCESS | ORACLE |
|---|---|---|---|---|
| 0 | Puterea | Limbaj propriu foarte puternic şi lucru în reţea de calculatoare personale | Limbaj propriu foarte puternic şi lucru în reţea de calculatoare personale | Lucru în reţea |
| 1 | Tip calculator | Micro PC şi Apple | Micro PC | Mari, mini, micro PC |
| 2 | Resurse calculator necesare | De la slabe (XT) la puternice (ultimele tipuri) | Micro PC cu posibilităţi rezonabile (în cazul Microsoft ACCES 95 - PC 486 cu 12 MB de RAM şi cu hard-disc rapid) | Maşini puternice (pe maşini slabe este foarte lent) |
| 3 | Lucru în reţea | Lucru pe post individual sau reţea locală | Post individual de lucru sau reţea (inclusiv în arhitectură client/ server) | Lucru pe post individual sau reţea (inclusiv în arhitectură client/server) pentru care are facilităţi sporite |
| 4 | Viteză de lucru | Rapid pe orice calculator datorită algoritmului de optimizare (Rushmore etc.) | Rapid pe orice Micro PC cu posibilităţi rezonabile | Lent pe calculatoare slabe, bun pe calculatoare puternice |
| 5 | Tip sistem de operare | MS-DOS, WINDOWS, MAC | WINDOWS | MS-DOS, WINDOWS, UNIX şi pe mini şi main-frame |
| 6 | Modularitate | Mare: se poate instala un nucleu de bază şi apoi adăuga alte componente | Mare: se pot adăuga alte componente nucleului de bază | Mică: produsul este mare şi trebuie instalat aproape în totalitate pentru a putea dezvolta aplicaţii |
| 7 | Tip SGBD (Sistem de gestiune bază de date) | Relaţional, ultimele versiuni tratează şi obiecte | Relaţional, tratează şi obiecte | Full relaţional, ultimele versiuni tratează şi obiecte |
| 8 | Limbaj propriu de programare | Foarte puternic, la nivelul unui limbaj universal | Foarte puternic | Slab (PL/SQL), ultimele versiuni au crescut puterea |
| 9 | SQL-Structured Query Language | Are un nucleu SQL | Are un nucleu SQL | Este full SQL |
| 10 | Generatoare | Puternice, mai ales în ultimele versiuni | Puternice | Foarte puternice, sunt de bază |
| 11 | Interfaţă cu alte limbaje de programare | Cu limbajele C şi ASM (nu are nevoie avînd limbaj propriu foarte puternic) | Cu limbajul Visual Basic (pentru aplicaţii în cadrul programelor Microsoft Office) | Cu majoritatea limbajelor universale prin precompilatoare (Fortran, Cobol, Pascal, C, PL1) |
| 12 | LDD-Data Description Language | Automatizat, asigură încărcarea structurii după modelul relaţional, cel puţin în FN1 (prima formă normală). Asigură validări automate | Automatizat, asigură încărcarea structurii după modelul relaţional, cel puţin în FN1. Asigură declararea de chei şi validări automate. | Automatizat, asigură încărcarea structurii după modelul relaţional, cel puţin în FN1. Asigură declararea de chei şi validări automate |
| 13 | LMD-Data Manipulation Language | Foarte puternic, implementează toate structurile fundamentale de program | Foarte puternic, implementează toate structurile fundamentale de program | Slab, îmbunătăţit la ultimele versiuni |
| 14 | Operatori relaţionali | Selecţia, proiecţia şi joncţiunea implementate prin comenzi explicite | Selecţia şi joncţiunea implementate prin comenzi explicite (din SQL) | Selecţia implementată prin comandă explicită (din SQL) |
| 15 | Tehnici de programare | Complet structurat, complet modular (PROCEDURE şi FUNCTION), videoformate, meniuri, rapoarte, grafică) | Complet structurat, complet modular, meniuri, interogări, formulare, rapoarte, module, grafică | Incomplet structurat (GO TO, EXIT), incomplet modular (bloc neapelabil), videoformate, meniuri, rapoarte |
| 16 | Tip de utilizatori | Profesionişti (programe în limbaj propriu) şi finali (generatoarele) | Profesionişti (programe în limbaj propriu) şi finali (generatoarele) | Profesionişti (programe într-un limbaj universal sau în PL/SQL) şi finali (generatoarele) |
| 17 | Tipul programării | Procedurală (în limbaj propriu) şi neprocedurală (nucleul SQL) | Procedurală (în limbaj propriu) şi neprocedurală (nucleul SQL) | Procedurală (în limbaje universale sau propriu) şi neprocedurală (SQL) |
| 18 | Utilizare tehnică CURSOR | Da, dar nu firesc. Există posibilităţi de creare cursor prin comanda SQL, se poate lucra cu viziuni (VIEW) | Da, firesc şi lucrează intens cu această tehnică | Da, firesc şi lucrează intens cu această tehnică |
| 19 | Consum resurse calculator | Mic: acces optimizat direct pe tabelă, alocare de spaţiu optimizat, instalare componente modularizat (cît e nevoie) | Mic: acces direct pe tabelă, alocare de spaţiu optimizat | Mare: multe operaţii nu se fac direct pe tabelă, ci prin tehnica de cursor, acces secvenţial, instalare componente nemodularizat total |
| 20 | Instrucţiuni de I/O standard | Da, puternice | Da, puternice | Slab (PROMPT, ACCEPT) |
| 21 | Moduri de acces | Secvenţial, direct prin număr de realizare, direct prin cheie | Secvenţial, direct prin cheie | Secvenţial pe cursor (FETCH) |
| 22 | Tratarea tranzacţiilor (protecţia bazei de date) | Da (BEGIN TRANSACTION, END TRANSACTION, ROLLBACK) | Da (Begin Trans, Commit Trans, Rollback) | Da (COMMIT, Rollback) |
| 23 | Răspîndire | Mare în USA, România | Mare, datorită interfeţei simple cu utilizatorul, cu alte baze de date şi cu alte aplicaţii WINDOWS | Mare în USA, Anglia |
| 24 | Recomandat | Pentru baze de date de mărime şi complexitate medie | Pentru bază de date de orice mărime şi complexitate (pentru baze de date de mărime mare, ACCES poate asigura interfaţa cu sistemele de operare cu servere care rulează programe ca ORACLE sau SQL Server | Pentru baze de date de mărime şi complexitate mare |
| 25 | Alocare memorie | Algoritmi impliciţi de alocare (COMPACT etc.), gestiune automată a memoriei | Algoritmi impliciţi de alocare (COMPACT, etc.) gestiune automată a memoriei | Gestiune explicită sau implicită a memoriei |
| 26 | Securitatea bazei de date | Bună prin drepturi de acces, blocare etc. | Foarte bună prin parole, drepturi de acces, blocare | Foarte bună prin parole, drepturi de acces, blocare etc. |

Acest flux informaţional de date pentru baza de date de calitate a energiei electrice este prezentat în figura 1.

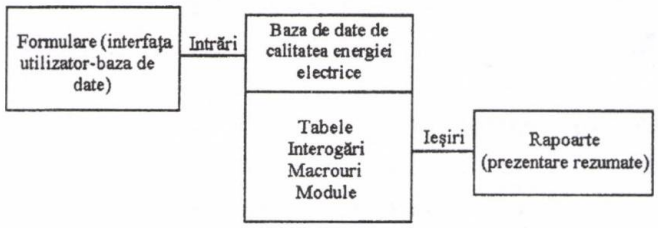



Fig. 1. Flux informaţional de date în cadrul bazei de date de calitate a energiei electrice.

Datele de bază (indicatori de calitate ai energiei electrice, împreună cu localizarea în spaţiu şi timp a punctului monitorizat şi a eventualelor observaţii relative la condiţiile măsurătorii şi, după caz, la încadrarea sau nu în limite admise, normate) sunt stocate în 7 tabele principale de date [9].

Fiecare dintre aceste tabele de date este destinat unui anumit tip de perturbaţie, respectiv:

- variaţii de frecvenţă;
- variaţii de tensiune de lungă durată;
- goluri de tensiune;
- întreruperi;
- nesimetria tensiunii (curentului);
- fenomene deformante (tensiune şi curent);
- supratensiuni temporare.

Pentru fiecare tip de perturbaţie s-au creat tabele de date, care conţin atît informaţiile legate de locul şi momentul monitorizării (FTDE, staţie, denumire linie, consumator, tensiune nominală, CAEN, tip conexiune, data, ora), cît şi indicatorii de calitate corespunzători, determinaţi conform actelor normative interne (standarde, prescripţii) şi internaţionale (recomandări CEI, standarde naţionale).

Pe baza informaţiilor stocate în tabelele de date corespunzătoare fiecărui tip de perturbaţie, se pot efectua evaluări şi calcule statistice pentru indicatorii de calitate ai energiei electrice, pe diverse intervale de timp (durate de urmărire).

Este posibilă astfel determinarea frecvenţei de apariţie a unei anumite perturbaţii (numărul de evenimente pe durata de urmărire), iar pentru regimul nesimetric şi deformant prelucrarea statistică a indicatorilor de calitate corespunzători, pentru compararea cu nivelurile de compatibilitate impuse prin normele în vigoare [10].

## Concluzii

Avînd în vedere importanţa deosebită acordată calităţii energiei electrice, accentuată o dată cu deschiderea pieţei de energie electrică, se impune monitorizarea perturbaţiilor introduse în reţea, realizarea şi organizarea unei baze de date care să cuprindă informaţiile privind generarea şi efectele perturbaţiilor asupra sistemelor de producere, transport şi distribuţie a energiei electrice. Sunt prezentate principalele caracteristici tehnice ale aplicaţiilor existente în România şi sunt indicate domeniile în care este recomandat a fi utilizate. Stocarea, prelucrarea şi posibilităţile de acces la datele obţinute prezintă un deosebit interes practic. În acest sens, în cadrul lucrării sunt prezentate principalele funcţiuni ale unei baze de date, sunt analizate soluţiile actuale din ţară şi străinătate şi se face un studiu comparativ privind diferitele soluţii posibile, fiecare cu avantajele şi dezavantajele sale, astfel încît fiecare utilizator, în funcţie de posibilităţile concrete, poate opta pentru una sau alta dintre soluţii. Sunt analizate şi soluţiile practice de acces la informaţiile cuprinse în bazele de date.

**BIBLIOGRAFIE**


[1] Rudolf, M. *Electrotermische Verfahren*, Berlin, Springer Verlag. 1989.

[2] Borisov, B.P. *Povîrşenie efektivnosti ispolzovania elektroenergii*, Kiev, Naukova Dumka. 1990.

[3] Ionescu, Fl. *Convertisseurs statiques de puissance*. Bucureşti. Editura Tehnică, 1995.

[4] Iordache, M., Conecini, I. *Calitatea energiei electrice*. Editura Tehnică, 1997.

[5] Orfeuil, M. *Electric process Heating. Technologies. Equipment. Applications*. Columbus. SUA., Baattelles Press, 1987.

[6] Conecini, I., Carabulea, A., Cîmpean, F. *Managementul calităţii proceselor energetice prin sisteme neuro-expert*. Editura Tehnică, Bucureşti, 1996.

[7] Chiuţă, I., Conecini, I. *Compensarea regimului energetic deformant*. Editura Tehnică, Bucureşti, 1994.

[8] Conecini, I., Carabulea, A., Turturea, D. *Informatizarea sistemică a filialelor de reţele electrice*. Editura Tehnică, Bucureşsti, 1996.

[9] Conecini, I. *Îmbunătăţirea calităţii energiei electrice*. Editura AGIR, 1999.

[10] PE 143/1994. Normativ privind limitarea regimului nesimetric şi deformant în reţelele electrice, ICEMENERG, 1994.



**Referent: prof. dr. ing. Dumitru Ivas – Universitatea Tehnică "Gh. Asachi", Iaşi**

**(Primit la 25 octombrie 2000, acceptat la 10 ianuarie 2001)**

# MĂSURAREA ENERGIEI ELECTRICE TRANZACȚIONATE PE PIAȚA CONCURENȚIALĂ DIN ROMÂNIA

dr. ing. ION LUNGU, ing. ALEXANDRU SĂNDULESCU*

*Restructurarea sectorului energiei electrice şi introducerea mecanismelor de piaţă în comerţul cu energie implică modificări în sistemul de măsurare a cantităţilor tranzacţionate. Noile cerinţe privind aceste sisteme vor fi formulate în "Codul de măsurare a energiei electrice".*

*Această lucrare abordează o parte din problemele ce vor trebui soluţionate prin prevederi ale codului şi preconizează soluţii posibile.*

*Electricity sector restructuring and market mechanisms introduction in energy trading require changes in the measurement system of the traded amounts. The new requirements relating to these systems will be established in the "Electricity Measurement Code.*

*This article tackles only some of the issues to be solved by means of the code provisions and puts forward possible solutions.*

Descriptori: măsurare, piaţa energiei electrice, reglementări

## Introducere

Liberalizarea pieţei de energie electrică se realizează în România într-un ritm rapid, ce a depăşit viteza reformelor în sectorul energiei din celelalte ţări central şi est-europene. Aceasta face ca unele elemente de infrastructură ce necesită modificări şi adaptări, cum ar fi sistemele de măsurare a cantităţilor de energie electrică vîndute, să nu poată ţine pasul reformelor. Doar în ţări cu infrastructuri de măsurare dezvoltate şi cu puternice resurse financiare liberalizarea pieţei de energie s-a putut realiza brusc, ca, de exemplu, în Germania.

Tranzacţiile cu energie electrică fiind operaţiuni comerciale trebuie să se desfăşoare după reguli stricte, inclusiv în ceea ce priveşte sistemul de măsurare. În condiţiile unui număr din ce în ce mai mare de agenţi economici participanţi la piaţa de energie electrică regulile sunt stabilite de către Autoritatea Naţională de Reglementare în domeniul Energiei – ANRE. Cerinţele privind sistemele de măsurare a cantităţilor de energie electrică vîndute vor fi reglementate prin *Codul de măsurare a energiei electrice*, pe scurt *Codul*, din care pînă în prezent a fost emisă secţiunea *Regulament de măsurare a cantităţilor de energie electrică tranzacţionate pe piaţa angro*.

## 1. Principii urmărite în elaborarea Codului de măsurare a energiei electrice

Restructurarea sectorului energiei electrice nu se realizează numai în România, ci în toate ţările ce deţin un astfel de sector al economiei naţionale. Din păcate nu există un "model perfect", model care să poată fi integral copiat. Există o serie de soluţii deja aplicate, dintre care încercăm să adoptăm pe acelea care s-au dovedit a fi cele mai bune şi totodată corespund condiţiilor concrete din România. Astfel şi în prevederile *Codului* se vor prelua elemente din reglementări similare în vigoare în alte ţări. Evitarea prevederilor "originale" are o serie de avantaje, dintre care menţionăm faptul că există pe piaţă echipamente corespunzătoare, astfel încît aplicarea practică a *Codului* necesită costuri minime.

Un alt principiu urmărit este alinierea la practicile europene, integrarea în Uniunea Europeană fiind un ţel declarat al tuturor forţelor politice din ţară. În domeniul energiei dorim să devenim membrii UCTE şi să fim integraţi în piaţa europeană de energie electrică. Pentru aceasta şi reglementările din sectorul energiei trebuie aliniate la aquisul comunitar.

Alinierea la standardele internaţionale în vigoare şi evitarea soluţiilor de tip proprietar este un alt principiu urmărit în *Cod*. Finalitatea reformelor din sectorul energiei o constituie tocmai eliminarea poziţiei de monopol a vechii structuri integrate vertical şi menţinerea sub control a activităţilor cu caracter de monopol natural. În aceste condiţii, crearea unui monopol de firmă producătoare de echipamente în domeniul măsurării nu poate fi acceptată.

* Autoritatea Naţională de Reglementare în domeniul Energiei - ANRE

Chiar dacă un contor nu mai corespunde cerinţelor prevăzute pentru locul în care este montat, el va putea fi utilizat într-un alt punct de măsurare, cu cerinţe mai modeste. Pe această cale dorim să evităm costuri inutile în adaptarea sistemelor de măsurare la noile condiţii ale pieţei energiei.

Corelarea cu celelalte coduri tehnice ale reţelelor: *Codul tehnic al reţelei de transport* şi *Codul tehnic al reţelei de distribuţie*, este un alt principiu ce va fi urmat. Se realizează astfel o sinergie între noile reglementări cu caracter tehnic emise pentru reţelele electrice din România.

## 2. Structura sistemelor de măsurare

*2.1. Piaţa angro de energie electrică*

Cerinţele privind sistemele de măsurare utilizate în operaţiunile comerciale angro sunt stabilite prin *Regulamentul de măsurare a cantităţilor de energie electrică tranzacţionate pe piaţa angro*, emis în cursul anului 1999. Regulamentul are un pronunţat caracter tehnic, multe aspecte fiind reglementate în detaliu. A fost necesară această abordare deoarece încă din faza de document de discuţie s-a putut constata că o serie de factori de decizie din sectorul energiei nu înţeleg că piaţa angro de energie electrică este "altceva" decît vînzarea la marii consumatori industriali şi că cerinţele specifice acestor tranzacţii necesită sisteme de măsurare cu caracteristici diferite de cele utilizate pînă în prezent în România.

Integrarea Regulamentului în Codul de măsurare a energiei electrice nu va duce la modificări substanţiale în cerinţele acestuia. Urmează însă să fie eliminate o serie de neclarităţi şi să fie detaliate unele prevederi. Dintre neclarităţile ce vor fi eliminate menţionăm cele legate de noţiunile de "concentrator" şi "curbe de sarcină", noţiuni ce au dus la numeroase interpretări.

O altă neclaritate la care Codul va da răspuns este cea referitoare la limita inferioară de aplicabilitate a *Regulamentului*. Acesta prevede condiţii de transmitere a datelor la un punct central şi de sincronizare a măsurărilor ce nu se justifică economic pentru toţi consumatorii. Se propune ca prevederile *Regulamentului* să se limiteze la:

– unităţile dispecerizabile de producere a energiei electrice;

– schimburile de energie cu reţeaua de transport;

– consumatorii eligibili cu un consum anual de peste 40 GWh (circa 100 consumatori);

– alte puncte semnificative pentru tranzacţiile angro cu energie electrică, stabilite de către Operatorul comercial cu avizul ANRE.

*2.2. Consumatori de energie electrică cu consum anual peste 0,4 GWh*

Pentru marii consumatori este necesară cunoaşterea cantităţilor orare de energie electrică consumate. Chiar dacă ei nu participă direct la piaţa angro, ci prin intermediul unor furnizori, măsurarea acestor cantităţi este esenţială pentru determinarea vînzărilor comercianţilor respectivi.

Se propune ca limita de la care un agent economic poate fi considerat în categoria marilor consumatori să fie stabilită la un consum anual de 400 000 kWh (în Germania această limită este de 100 000 kWh, iar în Norvegia de 400 000 kWh).

Dotarea cu sisteme de măsurare corespunzătoare, cu posibilităţi de înregistrare a cantităţilor de energie consumate orar, se va face treptat, o dată cu deschiderea pieţei.

*2.3. Consumatori de energie electrică cu consum anual sub 0,4 GWh*

Spre deosebire de marii consumatori de energie electrică la care este obligatorie înregistrarea cantităţilor orare de energie consumate, la micii consumatori se acceptă şi estimarea acestor cantităţi pe baza unor curbe de sarcină standard. Aceste curbe de sarcină sunt propuse de către furnizorul de energie electrică şi, pentru a deveni operaţionale, trebuie acceptate de către distribuitorul prin reţeaua căruia se realizează alimentarea consumatorilor respectivi.

## 3. Regimul de proprietate al sistemelor de măsurare

*3.1. Servicii de măsurare standard*

În prezent se consideră că sistemul de măsurare al pieţei angro de energie electrică, definit prin *Regulamentul de măsurare a cantităţilor de energie electrică tranzacţionate pe piaţa angro*, trebuie să fie administrat de către o singură entitate, şi anume CN Transelectrica SA. În acest scop Transelectrica trebuie să-şi organizeaze un nou operator, operatorul de măsurare, care se adaugă celor trei operatori existenţi: de sistem, de transport şi comercial. Astfel se asigură printre altele:

- independenţa sistemului de măsurare faţă de principalii actori de pe piaţă, producători şi furnizori de energie;
- întreţinerea sistemului de măsurare de către o entitate ce deţine experienţă şi personal calificat pentru această activitate;
- posibilitatea utilizării unor medii de transmitere în comun cu sistemul SCADA aferent dispecerului energetic naţional;
- posibilitatea verificării în timp util a datelor de decontare cu informaţii provenite din sistemul SCADA;
- un transfer rapid al datelor măsurate către operatorul comercial, care va avea astfel un singur interlocutor.

La aceasta a contribuit şi posibilitatea concretă de a realiza sistemul de măsurare în reţea necesar

funcționării pieței angro de energie electrică pe baza unui credit BEI – BERD – PHARE obținut de Transelectrica SA.

Limita de proprietate între sistemul de măsurare al pieței angro și echipamentele din stațiile electrice ale producătorilor sau distribuitorilor de energie este stabilită la intrările în contoare. Astfel contoarele și sistemul de transmitere a datelor vor aparține CN Transelectrica SA, iar transformatoarele de măsurare rămîn în proprietatea deținătorului stației electrice.

Aceeași regulă conform căreia deținătorul rețelei electrice este și proprietar și operator al sistemului de măsurare se va aplica și în cadrul rețelelor de distribuție. Astfel, deși pe o anumită arie geografică își vor desfășura activitatea mai mulți furnizori, ei vor apela la distribuitorul local atît pentru serviciul de distribuție, cît și pentru serviciul de măsurare. Dintre avantajele acestei abordări față de situația deținerii sistemelor de măsurare de către furnizori menționăm:

- nu mai este necesară înlocuirea contorului la schimbarea furnizorului;
- furnizorii se limitează la operațiuni strict comerciale și nu mai trebuie să-și asigure componenta tehnică legată de măsurarea energiei;
- distribuitorul își asigură astfel singur toate informațiile necesare realizării unei gestiuni corecte a întregii cantități de energie ce tranzitează rețeaua.

Pentru serviciile de măsurare a energiei electrice se vor aplica tarife reglementate, la fel ca pentru distribuția sau transportul energiei. Totodată de aceste servicii pot beneficia după dorință toți agenții economici interesați, deținătorul de rețea avînd obligația să asigure transparența tanzacțiilor.

*3.2. Servicii de măsurare nestandard*

Este posibil ca unii furnizori să dorească montarea unor contoare care nu sunt în oferta standard a distribuitorului sau au facilități suplimentare față de cele prevăzute în *Codul de măsurare a energiei electrice*. De exemplu, contoare cu preplată, unele sisteme cu citire la distanță a contoarelor, sisteme de telecontrol al sarcinii (ripple control), contoare speciale pentru handicapați, contoare integrate cu sistemul de alarmă al locuinței etc. Pentru aceste cazuri va fi posibilă, cu acordul ANRE, deținerea și exploatarea sistemului de măsurare de către furnizor. Reglementarea acestei posibilități este dificilă, deoarece poate duce cu ușurință la abuzuri din partea distribuitorului sau a furnizorilor.

## 4. Standardizare

Printre dificultățile recunoscute pe plan internațional privind introducerea mecanismelor de piață în sectorul energiei se numără și slaba standardizare din domeniul sistemelor de citire la distanță a contoarelor și mai ales a structurilor de date aferente. În prezent se depun eforturi susținute în cadrul Comisiei Electrotehnice Internaționale – CEI, pentru elaborarea de noi standarde aplicabile în acest domeniu. Astfel, urmează să fie adoptat un nou standard, DLMS/COSEM (Device Language Message Specification/Common Object Specification for Energy Metering), care va asigura la nivelul aplicație din modelul OSI o serie completă de obiecte care să acopere necesitățile informaționale în tranzacțiile cu energie. Pînă la adoptarea noului standard și realizarea de echipamente adecvate, el trebuie menționat doar ca intenție de perfecționare a standardelor actuale.

## Concluzii

Elaborarea *Codului de măsurare a energiei electrice* necesită luarea unor decizii privind structura sistemelor de măsurare și corelarea acestora cu relațiile contractuale și mecanismele pieței. Astfel se propune împărțirea sistemelor de măsurare în trei categorii:

– pentru piața angro propriu-zisă;

– pentru marii consumatori, cu consum anual peste sau egal cu 400 000 kWh;

– pentru micii consumatori, cu consum anual sub 400 000 kWh.

Referitor la regimul de proprietate asupra sistemelor de măsurare, avînd în vedere și experiența din alte țări, considerăm necesară încredințarea acestora deținătorilor rețelelor electrice de transport și distribuție și reglementarea tarifelor aplicate. În acest sens, CN Transelectrica SA își va organiza un operator de măsurare, iar distribuitorii vor evidenția distinct, în cadrul activității de distribuție, costurile aferente măsurării energiei electrice. Această abordare duce la costuri minime ale tranziției către piața concurențială.

**BIBLIOGRAFIE**


[1] * * * ANRE – *Regulament de măsurare a cantităților de energie electrică tranzacționate pe piața angro*, 1999.

[2] Formby, R., Holmes, St. *Metering and communication in a competitive market.* În: Metering International, 3/1997.

[3] * * * http://www.dlms.com – pagina internet a DLMS Association.

[4] * * * http://www.ofgem.gov.uk – pagina internet a Ofgem .



**Referent: ing. Hermina Albert – ISPE S.A.**

**(Primit la 6 decembrie 2000, acceptat la 4 ianuarie 2001)**

# SISTEM INFORMATIC PENTRU TELEMĂSURAREA ŞI GESTIUNEA ENERGIEI ELECTRICE PE CONTUR SD BACĂU, ÎNCADRAT ÎN NOILE REGLEMENTĂRI ALE ANRE

**dr. ing. FĂNICĂ VATRĂ, ing. HERMINA ALBERT, ing. ANA POIDA*, ing. TRAIAN MAZILU, ing. CONSTANTIN MOCANU, ing. RADU STRUŢU****

*Gestiunea energiei electrice - în economia de piaţă - stă la baza activităţii unei Societăţi de Electricitate. În funcţie de modul în care este concepută şi realizată, gestiunea energiei electrice poate contribui - sau nu - la o eficienţă economică ridicată a activităţii Societăţii respective.*

*În referat se prezintă conceptul de gestiune a energiei electrice la nivelul unei Sucursale de Distribuţie a Energiei Electrice privit sub două aspecte: gestiunea pentru decontare şi gestiunea operativă (în timp real). Ambele aspecte sunt analizate în referat. De asemenea, se prezintă arhitectura de ansamblu a Sistemului Informatic destinat activităţii de telemăsurare şi de gestiune a energiei electrice pe contur SD Bacău (scheme de principiu şi dotarea tehnică) proiectat de ISPE-Secţia Sisteme, Sistem Informatic care se încadrează în noile reglementări ANRE. Din analizele efectuate de ISPE rezultă că investiţiile pentru astfel de sisteme se recuperează în circa 1-3 ani.*

*Electricity management in market economy conditions represents the basis of an Electricity Company activity. Electricity management can or cannot contribute to increasing economic efficiency of the respective company in agreement with the way it is designed and developed.*

*The article presents the electricity management concept at the level of an Electricity Distribution Subsidiary considering two aspects: discount management and real time management. Both aspects are analysed in this paper. At the same time the overall architecture of the Information System developed for the remote measurement and management of electricity for Bacău SD (schematic diagrams and necessary technical means) designed by ISPE – Systems Information System Section in accordance with the new ANRE regulations are presented. The analyses carried out by ISPE prove that investments necessary for the development of a system of this kind can be recovered in 1 – 3 years.*

Descriptori: energie electrică, gestiune conturi, eficienţă economică, reglementări recente, economie descentralizată

## Aspecte generale

În sens larg, ***gestiunea*** este o activitate de administrare a bunurilor, care constă în identificarea, evaluarea şi compararea permanentă a costurilor şi a efectelor economice ale acestora. În cadrul unei întreprinderi (societăţi) de reţele electrice, această administrare comportă o serie de activităţi care trebuie să ducă în principal la: evidenţierea costurilor, evidenţierea veniturilor şi optimizarea nivelului costurilor.

Limitată la **gestiunea energiei electrice**, componentă a gestiunii întreprinderii, această activitate revine strict la:

- stabilirea valorii energiei electrice achiziţionate;
- stabilirea valorii energiei electrice vîndute;
- evidenţierea pierderilor în reţele.

Privită astfel, activitatea de gestiune a energiei electrice este una constatativă şi deci s-ar reduce la o **gestiune de decontare** între furnizorul de energie electrică şi client (întreprindere de reţele electrice, consumator de energie electrică). Evident, o astfel de gestiune se realizează la intervale de timp stabilite (zi, decadă, lună etc.) şi nu pune problema unei urmăriri în timp real. Este importantă precizia măsurării (a întregului grup de măsurare), posibilitatea arhivării locale a informaţiilor şi a obţinerii acestora la "centru", la cerere sau automat la anumite ore şi realizarea unor prelucrări specifice (de exemplu facturare).

Măsurarea energiei electrice în acest caz se realizează cu echipamente omologate metrologic; pe baza citirii acestora se pot emite facturi (contoare).

Dincolo de acest aspect de **decontare/facturare,** în condiţiile economiei de piaţă, în perspectiva introducerii **bursei de energie electrică**, a unor preţuri de achiziţie diferenţiate în diferite puncte de achiziţie, apare necesitatea evaluării şi optimizării permanente a

* Institutul de Studii şi Proiectări Energetice - ISPE, Bucureşti
** SC Electrica – Sucursala de Distribuţie a Energiei Electrice Bacău

costurilor (atît a costului energiei electrice achiziţionate, cît şi a energiei electrice livrate). Această activitate trebuie realizată **în timp real** şi deci conduce la necesitatea unei **gestiuni operative**, practic singura care poate conduce la reducerea costurilor şi creşterea beneficiilor.

Astfel se poate considera că activitatea de gestiune a energiei electrice implică atît o interfaţă cu sistemul de management al întreprinderii - sistemul MIS (prin decontarea/facturarea energiei electrice), cît şi cu sistemul de conducere operativă - sistemul DMS/SCADA (prin gestiunea operativă).

## 1. Aspecte privind rolul unui dispecer energetic de distribuţie (DED) în cadrul unei societăţi-companii de electricitate

Rolul principal al unui dispecer energetic de distribuţie în noul context în care el va reprezenta interesele unei societăţi/companii de electricitate este de a urmări, în afara respectării condiţiilor tehnice de funcţionare a reţelei electrice de distribuţie, îndeplinirea integrală a clauzelor contractuale în alimentarea consumatorilor şi eficienţa economică maximă în timp real a instalaţiilor aflate în conducerea sa operativă. El va trebui deci să asigure practic, prin exploatarea on-line şi în timp real a reţelelor de distribuţie din gestiune, condiţiile optime, din punct de vedere tehnic şi economic, de alimentare a consumatorilor, atît pentru furnizor, cît şi pentru client.

Astfel, un dispecer de distribuţie va fi constrîns prin statutul său să îndeplinească simultan două categorii majore de funcţiuni, aflate într-o strînsă interdependenţă:

- o categorie de funcţiuni cu caracter predominant tehnic;
- o categorie de funcţiuni cu caracter predominant economic.

**Rolul economic al unui DED** este deosebit de complex. Acesta, în conformitate cu reglementările ANRE, este direct implicat în stabilirea unei politici de achiziţie a furnizorului de energie electrică de la producători şi a tranzitului de energie electrică prin reţelele de 110 kV şi MT din gestiunea unei societăţi de electricitate spre alte societăţi de electricitate.

Această **politică de achiziţie şi de tranzit de energie electrică** se poate stabili numai pe baza unor prognoze de consum în zona lui pe termen scurt (cîteva ore, o zi), corecte, şi pe baza cunoaşterii costurilor de achiziţie (inclusiv influenţa pierderilor în propriile reţele) la graniţa conturului companiei şi a costurilor suplimentare pe care le atrage tranzitul prin reţelele companiei (de exemplu pierderi suplimentare).

În acest context se menţionează faptul că va trebui realizată funcţiunea de **broker de energie** la nivel de societate de electricitate, prin care se va asigura, continuu, o **optimizare a achiziţiilor** din reţeaua de transport sau de la producătorii independenţi şi se va hotărî, pe baza unor calcule de eficienţă economică, asupra **oportunităţii, volumului, precum şi preţul tranzitului de energie electrică** la un moment dat spre alte societăţi. Această funcţiune va putea fi îndeplinită de un operator dedicat, amplasat alături de operatorul dispecer, sau chiar de operatorul dispecer însuşi.

**Broker-ul de energie** va trebui să obţină informaţiile necesare, referitoare la **evoluţia în timp real a consumului şi costul la graniţă aferent reţelei de distribuţie** prin care un furnizor livrează energie electrică consumatorilor (care depinde de preţul energiei electrice în fiecare din punctele de achiziţie şi schimb de energie şi de amplasarea consumului, inclusiv de starea reţelei), informaţii de care are nevoie pentru a realiza funcţiunile ce îi sunt atribuite, din sistemul informatic al DED. În acest sens el va trebui să dispună de toate mijloacele tehnice necesare pentru a fi în permanentă cunoştiinţă de cauză asupra reţelei de legătură cu toţi posibilii producători de energie electrică şi de o dotare tehnică (hardware şi software) care să-i permită optimizarea achiziţiilor şi a tranzitului de energie electrică.

Deoarece în multe zone ale SEN reţelele de 110 kV din România mai au rol de reţele de transport şi de repartiţie, va trebui evidenţiat clar tranzitul de energie efectuat prin aceste reţele şi costurile pe care le atrage (de exemplu pierderi suplimentare). În mod normal brokerul ar trebui să poată hotărî, pe baza unor calcule de eficienţă economică, volumul şi preţul tranzitului de energie electrică spre alte societăţi de distribuţie.

Astfel, mai ales în perioada în care sucursalele (societăţile) de distribuţie (SD) îşi vor putea alege furnizorul de energie electrică, se poate realiza o optimizare în timp real, din punct de vedere economic, a procurării (achiziţiei) de energie electrică şi a alimentării consumatorilor din conturul supravegheat şi se va putea urmări operativ tranzitul de putere efectuat (pentru care ar urma să se perceapă o taxă de tranzit corespunzătoare cheltuielilor suplimentare datorate acestui tranzit).

În legătură cu aceste aspecte, funcţiunile cu caracter predominant economic ale unui DED constau din:

- prognoza pe termen scurt a consumului din zona de responsabilitate;
- evaluarea achiziţiilor necesare şi a tranzitului de energie electrică (ca valoare şi noduri de realizare);

- realizarea regimurilor optime de funcţionare a reţelelor de distribuţie din comanda operativă din punct de vedere tehnic şi economic;

- realizarea programului de încărcare a centralelor electrice din comanda operativă (corelat cu treptele superioare de dispecer);

- optimizarea regimului de achiziţii de energie electrică din reţeaua de transport a SEN, din reţelele de distribuţie ale SD vecine şi de la centralele electrice racordate la reţelele electrice de distribuţie din gestiunea SD;

- urmărirea:

• injecţiilor din reţeaua de transport, din reţelele de 110 kV şi de MT ale DED vecine şi din centralele electrice racordate la reţeaua electrică condusă operativ (activ şi reactiv);

• tranzitului de energie electrică prin reţelele de 110 kV şi de MT ale SD;

• încărcărilor pe staţiile de 110 kV/MT şi posturile de transformare;

• consumului propriu tehnologic în reţelele de 110 kV şi de MT;

• încadrării consumatorilor în puterile şi energiile contractate de aceştia, la cererea furnizorului de energie electrică în zona sa, cu respectarea clauzelor contractuale cu referire la reglajul sarcinii şi la calitatea energiei electrice livrate.

În ideea că în viitorul apropiat punctele de dispecer vor fi implicate operativ şi în tranzacţii privind achiziţionarea şi tranzitul de energie electrică, în PE 029/97 s-a prevăzut transmiterea în timp real la punctele de dispecer organizate în cadrul SD-urilor şi a informaţiilor privind energiile active şi reactive de pe:

- liniile de legătură cu alte SD-uri şi respectiv alte CEM-uri (CRC-uri);

- transformatoarele de injecţie din reţeaua de transport a SEN şi din centralele electrice racordate la reţelele de distribuţie din comanda operativă;

- plecările din staţiile de ÎT şi MT ce alimentează consumatori nominalizaţi.

## 2. Gestiunea energiei electrice pentru necesităţi de decontare/facturare

Din punctul de vedere al necesităţilor de decontare şi de facturare a energiei electrice, sarcina de gestiune a acesteia revine compartimentelor de gestiune şi de marketing din cadrul SD şi respectiv centrelor de relaţii cu clienţii, care utilizează în acest scop datele culese prin citirea directă, la faţa locului, la perioade de timp prestabilite, a indexurilor contoarelor omologate metrologic pentru necesităţi de decontare/ facturare.

Dat fiind specificul activităţilor de decontare-facturare a energiei electrice realizate în cadrul SD sau a CRC-urilor, precum şi periodicitatea decontărilor sau emiterii facturilor, nu este necesar să se transmită în timp-real sau timp-real extins informaţiile privind energiile electrice măsurate din punctele de interes. Aceste informaţii pot fi culese cu o periodicitate mai mare, care, de regulă, nu se impune să fie mai scurtă de o zi.

În funcţie de convenţiile încheiate cu furnizorii/consumatorii, decontările pot fi efectuate, respectiv facturile pot fi emise, şi pe bază de date preliminate sau pe baza informaţiilor transmise din instalaţii la SD (respectiv CRC) telefonic sau prin intermediul unui sistem informatic (de exemplu date obţinute de la gestiunea operativă a energiei electrice), urmînd să se facă confirmarea acestor date prin citirea directă, la faţa locului, a contoarelor la perioade de timp mult mai lungi decît în prezent (de exemplu la 6 luni) sau dacă apar valori care nu sunt credibile.

Fără stabilirea unor astfel de convenţii şi fără a se realiza citirea directă, la faţa locului, a contoarelor nu se pot efectua în deplină legalitate decontările, respectiv facturile nu pot fi emise, pe baza unor date teletransmise la SD (respectiv CRC) prin intermediul unui sistem informatic, decît dacă se omologhează din punct de vedere metrologic întregul lanţ de tramsmisie - întregul sistem informatic (atît din punct de vedere hardware, cît şi software).

Omologarea din punct de vedere metrologic a întregului lanţ de transmisie, respectiv a întregului sistem informatic, este greu de realizat şi implică costuri suplimentare mari. În cazul în care se doreşte şi se reuşeşte omologarea, sistemul informatic trebuie să funcţioneze separat şi independent de alte sisteme informatice, acesta fiind special dedicat numai pentru activităţi de decontare/ facturare.

Din această cauză, din analizele efectuate de către ISPE a rezultat că **nu se justifică economic, în acest moment, realizarea unui sistem informatic la nivel de SD, care să fie destinat numai pentru culegerea de informaţii necesare activităţilor de decontare şi de facturare a energiei electrice (destinat numai pentru telemăsurarea energiei electrice pentru facturare)**, mai ales datorită costurilor pentru realizarea unei reţele de transmisiuni de date aferente separate. Un astfel de sistem informatic, cunoscut în literatura de specialitate sub denumirea de AMR (Automatic Meter Reading), nu va putea fi utilizat pentru optimizarea în timp real de către DED a achiziţiilor şi tranzitului de energie electrică, funcţiune care se va impune cu pregnanţă la nivelul unei SD în viitorul foarte apropiat.

## 3. Gestiunea operativă a energiei electrice

Din punct de vedere operativ, sarcina de gestiune a energiei electrice revine dispecerului energetic de distribuţie organizat în cadrul unui SD pentru realizarea conducerii operative a instalaţiilor energetice din gestiune, care **urmăreşte în timp real** bilanţurile puterilor active şi reactive intrate şi ieşite şi respectiv ale energiilor din conturul reţelelor din zona de responsabilitate. Sarcini asemănătoare vor reveni şi PSC-CEM -urilor (puncte de supraveghere şi comandă a reţelelor de MT şi JT, care vor fi organizate la nivel de CEM), care vor avea responsabilităţi de urmărire a bilanţurilor de putere şi energie electrică pe contur CEM (CRC).

Deoarece datele transmise printr-un sistem informatic neomologat integral metrologic pentru activităţi de decontare-facturare nu pot sta la baza decontărilor cu furnizorii şi consumatorii de energie electrică, determinarea tuturor elementelor specifice gestiunii operative a energiei electrice pe diferite contururi la nivel de DED şi PSC-CEM (CRC) (energii, puteri, pierderi, bilanţuri etc.) se pot realiza:

- fie prin integrarea valorilor de putere activă şi reactivă sau a altor mărimi ($U$ , $I$), transmise la punctul de dispecer în conformitate cu necesităţile şi cerinţele normativului PE 029/97;
- fie utilizîndu-se direct informaţii asupra energiilor active şi reactive - informaţii care pot fi achiziţionate în condiţiile precizate în PE 029/97 de la :

☞ echipamente/aparate inteligente multifuncţiomale de măsurare, semnalizare, comandă, care realizează culegerea de informaţii din instalaţii (mărimi, semnalizări de stare, de alarmare etc.) şi care pot realiza, acolo unde este cazul, şi transmiterea de telecomenzi;

☞ contoare omologate metrologic pentru decontare-facturare, în măsura în care contoarele permit citirea automată a indexurilor (ca dotare hardware şi software).

În acest caz, **informaţiile trebuie să fie transmise în timp-real la punctul de dispecer** şi deci echipamentele şi aparatele de măsurare respective şi sistemul informatic aferent dispecerului trebuie să permită realizarea acestor activităţi.

De asemenea, trebuie avută în vedere şi achiziţionarea în timp real a informaţiilor pentru calculul operativ al pierderilor de energie în propriile reţele (U, $I$, $P$, $Q$) necesare pentru optimizarea achiziţiilor de energie electrică din reţeaua de transport sau de la furnizori independenţi şi pentru a se decide, pe baza unor calcule de eficienţă economică, asupra oportunităţii, volumului şi preţului tranzitului de energie electrică la un moment dat spre alte sucursale (societăţi).

**Gestiunea operativă a energiei electrice**, realizată în condiţiile de mai sus, **poate să furnizeze date şi pentru activităţi de decontare-facturare** realizate în condiţiile precizate la cap. 2, prin faptul că prin intermediul sistemului MIS al SD se pot transmite datele necesare diferitelor compartimente din cadrul SD sau din CEM-uri (CRC-uri) pentru realizarea acestor activităţi. Astfel din sistemul de gestiune operativă a energiei electrice realizat la DED pot fi transmise informaţii privind:

- energiile intrate şi ieşite pe contur SD şi CEM-uri (CRC-uri), inclusiv pentru activităţi de decontare;
- bilanţuri de energii la diferite momente prestabilite;
- consumurile realizate de marii consumatori, inclusiv pentru emiterea de facturi;
- elemente de calcul pentru determinarea pierderilor în reţele;
- puterea totală consumată pe SD, pe CRC-uri şi de unii mari consumatori;
- durate de întrerupere în alimentarea consumatorilor;
- situaţii critice în alimentarea consumatorilor (abateri de la parametrii contractaţi);
- elemente pentru definirea calităţii energiei furnizate consumatorilor etc.

Avînd teletransmise informaţiile la sediul SD (sau respectiv la sediile CRC-urilor), se creează premisele încheierii unor convenţii, mai ales cu marii consumatori, pentru emiterea facturilor de plată pentru perioade mai scurte (de exemplu decadal), acţiune care ar facilita plata energiei electrice la consumatori şi ar asigura o mai bună ritmicitate în încasări.

## 4. Aspecte privind implementarea, în conformitate cu reglementările ANRE, a unui sistem informatic pentru gestiunea operativă a energiei electrice la nivel de SD

Date fiind priorităţile actuale ale Transelectrica, respectiv ale SC Electrica şi ale SD-urilor, impuse de economia de piaţă referitor la gestiunea operativă a energiei electrice şi decontarea, facturarea şi încasarea cît mai rapidă a contravalorii energiei electrice, se impune de urgenţă, şi se justifică economic, realizarea, într-o primă etapă la SD-uri, a unui **sistem informatic special destinat gestiunii energiei electrice, sistem care să permită realizarea funcţiunilor specifice activităţilor de gestiune operativă a energiei electrice**.

Acest sistem informatic va trebui să asigure într-o primă etapă de dezvoltare necesitățile de gestiune operativă a energiei electrice pe contur SD şi CRC-uri, furnizînd, prin intermediul sistemului informatic de management (MIS) al SD, şi informațiile necesare diferitor compartimente din cadrul sediului SD şi din sediile CRC-urilor implicate în activitatea de gestiune a energiei electrice, inclusiv pentru activitățile de decontare/facturare a energiei electrice

Acest sistem informatic, care realizează în principal funcțiunea de gestiune operativă a energiei electrice pe contur SD (funcțiune specifică unui dispecer energetic de distribuție), are o serie de caracteristici specifice sistemelor informatice destinate conducerii operative prin dispecer (în timp-real) a instalațiilor energetice şi el trebuie să se supună reglementărilor specifice din domeniul realizării sistemelor informatice de tipul DMS/SCADA (respectiv normativului PE 029/97). Din această cauză, sistemul informatic destinat realizării gestiunii operative a energiei electrice şi mai ales echipamentele de achiziție şi schimb de date montate în stații, echipamentele de culegere de informații din instalații şi echipamentele care asigură transmisiunile de date între stațiile electrice şi sediul SD (DED), trebuie să satisfacă condițiile impuse de reglementările specifice în domeniul realizării sistemelor informatice de tipul DMS/SCADA.

În perspectiva implementării în viitorul apropiat a unui sistem DMS/SCADA la SD-uri şi avîndu-se în vedere aspectele precizate mai înainte, pentru a se reduce cheltuielile investiționale de ansamblu pentru SD, sistemul informatic de gestiune a energiei electrice trebuie să fie astfel proiectat şi realizat încît să constituie nucleul viitorului sistem DMS/SCADA, în sensul că cea mai mare parte din echipamentele şi software-ul prevăzute în cadrul investiției respective (în principal echipamentele care realizează culegerea de informații din instalații, echipamentele de achiziție şi schimb de date, modemurile, rețelele de transmisiuni de date între stațiile electrice şi sediul SD, echipamentele de calcul de la sediul DED) să fie integrate, eventual după o up-gradare corespunzătoare, în cadrul viitorului sistem DMS/SCADA al SD.

Procedîndu-se astfel se realizează un sistem informatic de gestiune a energiei electrice performant şi eficient economic, care va satisface necesitățile actuale ale SD şi se reduce valoarea finală a investițiilor, deoarece echipamentele principale ale sistemului vor putea fi integrate în viitorul sistem DMS/SCADA al SD, ceea ce va reduce substanțial valoarea investiției pentru realizarea viitorului sistem DMS/SCADA pentru conducerea operativă a instalațiilor de distribuție.

## 5. Aspecte privind arhitectura şi dotarea tehnică de principiu a sistemului informatic de gestiune a energiei electrice la nivel de SD Bacău, sistem care se încadrează în actualele reglementări ale ANRE

În urma analizelor efectuate în studiile elaborate în 1997-1998 de ISPE-Secția Sisteme, au fost stabilite schemele de principiu şi dotarea tehnică pentru sistemul informatic de gestiune a energiei electrice la nivel de SD. Acestea au fost avute în vedere la elaborarea documentațiilor tehnice (studiu de fezabilitate şi caiet de sarcini) pentru demararea investiției de realizare a unui astfel de sistem la SD Bacău.

Sistemul de gestiune a energiei electrice pentru SD Bacău are în principiu următoarea structură:

- sistemul de calcul pentru gestiunea energiei electrice de la sediul SD Bacău (sediul DED);
- sistemul de achiziție şi schimb de date din/spre stații electrice pentru sistemul de gestiune a energiei electrice.

Astfel, la sediul SD Bacău, în zona de amplasare a DED, se va realiza o rețea LAN (LAN GESTIUNE) - ca parte integrantă a sistemul informatic de gestiune a energiei electrice al SD.

Funcțiile sistemului de calcul de la sediul DED, precum şi bazele de date aferente, vor fi distribuite pe un număr de 2-3 servere şi 2-4 stații de lucru.

Rețeaua LAN-GESTIUNE se va conecta la rețeaua LAN-MIS din sediul central al SD. Prin realizarea acestei legături între cele două rețele se asigură accesul tuturor compartimentelor (inclusiv compartimentelor de gestiune şi de marketing) şi conducerii SD la datele din sistemul de gestiune operativă a energiei electrice, necesare realizării funcțiunilor şi atribuțiilor acestora în conformitate cu responsabilitățile lor.

Această dotare a punctului central al sistemului de gestiune a energiei electrice al SD şi conectarea la sistemul informatic MIS al SD, permite realizarea gestiunii operative a energiei electrice, asigurînd şi informații necesare pentru activități de decontare/facturare pe baza datelor teletransmise la sediul SD şi sediile CRC-urilor şi creează posibilitatea transmiterii la sediul SD şi a altor informații din stațiile electrice, informații necesare în principal conducerii prin dispecer.

Sistemul de achiziție şi schimb de date din/spre stații electrice pentru sistemul de gestiune a energiei electrice are în general o structură distribuită, constituită din:

- echipamente de achiziție şi schimb de date din/spre stații electrice de 110 kV/MT;

- echipamente/aparate de culegere de date din instalaţii;

- echipamente de transmisiuni de date între staţiile electrice şi sediul SD.

Funcţia de achiziţie şi schimb de date pentru sistemul de calcul de la sediul DED din/spre staţiile electrice este realizată prin interfaţarea sistemului de calcul de gestiune a energiei electrice (prin intermediul serverelor de comunicaţii şi achiziţie de date de la DED) cu echipamente specializate în acest scop, montate în staţii - RTU (Remote Terrminal Unit - Unitate Terminală Distantă de culegere şi schimb de date).

La echipamentele de de achiziţie şi schimb de date din staţie vor fi conectate direct traductoare, contoare electronice, echipamente/aparate inteligente multifuncţionale de măsurare, semnalizare, comandă (echipamente inteligente de culegere de date din instalaţii), care realizează culegerea de informaţii din instalaţii (mărimi, semnalizări de stare, de alarmare etc.) şi care pot realiza, acolo unde este cazul, şi transmiterea de telecomenzi.

Transmisiunile de date între staţiile electrice şi sediul DED sunt realizate utilizînd, în principal, modemuri, restul echipamentelor care intervin în schema de transmisiuni fiind determinat de cazul concret şi de disponibilităţile existente la SD în momentul luat în discuţie. Toate aceste echipamente sunt parte componentă a reţelei de transmisiuni asociată sistemului de gestiune a energiei electrice şi implicit a reţelei de transmisiuni a SD.

## 6. Consideraţii privind eficienţa economică

Gestiunea energiei electrice - în fapt în forma ei de gestiune de decontare - a fost introdusă în anii '80 (telegestiune, teleurmărire) cu unicul scop de a verifica dacă energia achiziţionată din SEN de o filială de reţele electrice se încadra în valoarea repartizată. Evident că pentru o astfel de dotare, nu s-au efectuat calcule de eficienţă economică. Realizarea unui sistem informatic pentru gestiunea energiei electrice - în condiţiile economiei de piaţă - trebuie însă justificat economic.

ISPE-Secţia Sisteme a elaborat o serie de studii de concepţie şi documentaţii de investiţii (studii de fezabilitate şi caiete de sarcini) pentru realizarea şi implementarea unor sisteme informatice performante, destinate realizării gestiunii energiei electrice pe contur SD şi contururi CRC (CDEE)-uri pentru SD Bacău, SD Deva şi SD Focşani.

Din analizele tehnico-economice efectuate pentru justificarea acestor investiţii s-a evidenţiat că numai prin realizarea gestiunii de decontare nu se poate recupera investiţia necesară pentru un sistem informatic care asigură colectarea automată a datelor (telemăsurare) şi facturarea la un centru.

*Rezultatele calculelor economice au demonstrat însă eficienţa economică deosebită şi oportunitatea realizării de sisteme informatice destinate gestiunii operative a energiei electrice la nivel de SD, investiţiile recuperîndu-se în circa 12-18 luni de la punerea în funcţiune a sistemelor informatice.*

## Concluzii

- Gestiunea energiei electrice, în cadrul unei întreprinderi furnizoare de energie electrică, contribuie în cea mai mare măsură la eficienţa economică a activităţii. Aceasta justifică abordarea problemei cu prioritate şi realizarea unui sistemul informatic aferent.
- Gestiunea energiei electrice trebuie considerată sub două aspecte: de decontare (în afara timpului real) şi operativă (în timp real).
- Efectele economice ale gestiunii operative (optimizarea achiziţiei şi tranzitului energiei electrice, reducerea pierderilor în reţele etc.) şi ale decontării sistematice şi controlate a energiei electrice, duc, conform studiilor întocmite pînă în prezent, la recuperarea investiţiilor pentru realizarea unui sistem informatic dedicat acestei activităţi în maximum 2 ani.

**BIBLIOGRAFIE**


[1] Albert, H., Vatră, F., Poida, A., Vaida, V. *Aspecte privind rolul, funcţionările şi dotarea tehnică pentru dispecerii energiei de distribuţie ai unei societăţi (companii) de electricitate.* În vol. Al III lea Simpozion de Informatică în Energetică – SIE 2000 – Baia Mare – 22- 24 nov.

[2] Vatră, F., Albert, H., Poida, A. *Aspecte privind gestionarea energiei electrice la nivelul unei sucursale de distribuţie în condiţiile economiei de piaţă.* În: Buletin Informativ al SD Baia Mare, nr. 11, iunie 1999.



**Referent: Badea Popa – ICEMENERG S.A.**

**(Primit la 6 decembrie 2000, acceptat la 18 decembrie 2000)**

# TARIFUL TRANZACȚIILOR DE TRANSPORT AL ENERGIEI ELECTRICE ÎNTRE CONSUMATORII ELIGIBILI ŞI PRODUCĂTORI
## (Programul de calcul TRANZIT)

dr. ing. MARIUS POMÂRLEANU, ing. LIA BEJUSCU, ing. LIVIA STAN*

*Deschiderea pieței de energie în România a început prin atestarea în anul 2000 a primilor 10 consumatori eligibili. Tranzacțiile pe care acești consumatori le pot face cu producătorii implică și necesitatea încheierii unor contracte cu transportatorul energiei electrice.*

*Pentru calculul tarifului tranzacțiilor de transport s-au pus la punct o metodă și un program de calcul, programul TRANZIT, prezentate în lucrare.*

*In 2000 the Romanian Electricity Market was established and the first 10 eligible consumers were authorized. The transactions these consumers can conclude with the generators also require contracts conclusion with the electricity transporter.*

*In order to calculate the tariff of the transmission transaction a method and a computation program, called the TRANZIT program, have been developed. Both of them are described in this paper.*

Descriptori: piața de energie, consumatori eligibili, tranzite

### Introducere

Etapa actuală reprezintă pentru sectorul energetic din țara noastră parcurgerea unor noi trepte în formarea și funcționarea unei piețe a energiei electrice. Prin hotărîrea de deschidere a pieței de energie într-o primă etapă, într-un procent ce reprezintă 10% din consumul de energie de la sfîrșitul anului 1998 și prin publicarea "Regulamentului pentru acreditarea consumatorilor eligibili" [1], se asigură cadrul legal pentru apariția primilor consumatori eligibili din SEN [2].

Acești consumatori sunt consumatori finali de energie, care au dreptul să-și aleagă furnizorul și să contracteze direct cu acesta energia necesară, avînd acces la rețelele de transport și (sau) de distribuție. Relația dintre consumatorul eligibil și furnizor se desfășoară în baza unui contract-cadru de furnizare a energiei electrice [3], iar pentru serviciile de transport se încheie un contract separat, prin care cheltuielile legate de fiecare tranzacție în parte se recuperează printr-un tarif de tranzit [4].

În contextul arătat se definește un nou tip de relații, tranzacțiile, care reprezintă niște aranjamente comerciale între anumiți producători și consumatori, pentru cantități prestabilite de energie, pentru o perioadă de timp dată, la un anumit preț și în anumite condiții de piață.

Pe lîngă aceste contracte trebuie avută în vedere și plata transportatorului, cel care asigură condițiile tehnice de transport, siguranță și calitate pentru energia contractată. Aceasta se face prin intermediul unui tarif de tranzit, care trebuie să asigure recuperarea integrală, corectă și transparentă a cheltuielilor pe care le face transportatorul.

Obiectul acestei lucrări îl constituie prezentarea unui program de calcul, programul TRANZIT, destinat stabilirii tarifului pentru tranzacțiile dintre consumatorii eligibili și producătorii de energie electrică.

### 1. Principiile de bază ale metodei de formare a tarifelor de tranzit

Principiul fundamental care guvernează formarea tarifelor de tranzit este cel conform căruia cheltuiala făcută de transportator cu orice tranzacție trebuie recuperată corect și transparent de la participanții la tranzacția respectivă.

De aceea, prima etapă în metodologia de stabilire a tarifelor de tranzit o reprezintă identificarea cheltuielilor pe care le face Operatorul de Transport pentru asigurarea serviciului de transport. Aceste cheltuieli pot fi grupate astfel:

a) cheltuieli propriu-zise cu rețeaua (exploatare, întreținere, reparații curente, reparații capitale, reabilitări și investiții, siguranță, servicii către clienți și generale);

b) cheltuieli rezultate din evaluarea pierderilor de energie activă din rețeaua de transport (localizate în liniile și stațiile rețelei de transport);

c) cheltuielile cu serviciile de sistem necesare pentru asigurarea funcționării sigure și calității corespunzătoare a energiei.

* ICEMENERG S.A.

A doua etapă o reprezintă alocarea cheltuielilor totale pe utilizatorii serviciului de transport. Diferite proceduri de "alocare" sunt definite atît în metodologii care privesc tarifele de transport transfrontiere elaborate de EURELECTRIC prin ETSO (Operatorii Sistemului de Transport European) [5], cît şi în metodologia ANRE [4]. La noi a fost adoptată o procedură de alocare a cheltuielilor totale pe noduri cu utilizarea costurilor marginale.

În sfîrşit, a treia etapă reprezintă stabilirea tarifelor de tranzit pentru energii contractate pe anumite perioade de timp.

În metodologia ANRE [4] se stipulează că pentru o tranzacţie (contract de transport) între nodurile i şi j tariful de transport $t_{Tij}$ se determină prin însumarea costurilor specifice în nodurile i şi j:

$$t_{Tij} = ( C_{Ti} + C_{Tj} ) * k, \quad [lei/MWh] \qquad (1)$$

unde k este un coeficient supraunitar prin care se stabileşte profitul reglementat.

Costul transportului pentru tranzacţia respectivă (CT) se calculează ca produs între energia de contract $W_c$ şi tariful de transport:

$$CT = W_c * t_{Tij}. \quad [lei] \qquad (2)$$

## 2. Determinarea tarifului de tranzit

Tariful de tranzit se predetermină pentru perioade la care se estimează că va avea loc tranzacţia respectivă şi pentru care se vor prevedea regimurile electrice credibile ale SEN.

Pentru calculul tarifului de tranzit se parcurg următoarele etape:

- stabilirea costurilor totale anuale ($C^a_{rq}$) şi de aici a celor orare ($C_{rq}$) pe care transportatorul le face cu fiecare element rq (linie sau transformator legat între nodurile r şi q ) al reţelei de transport, pornind de la estimările cheltuielilor totale anuale cu reţeaua şi cu pierderile;
- stabilirea regimurilor caracteristice pentru perioada de contractare; pentru fiecare dintre ele se permite determinarea costului marginal al transportului ($c^r_{ti}$) în fiecare nod i al reţelei;
- calculul tarifului într-un nod i.

Pentru a se putea determina alocarea cheltuielilor pe noduri utilizînd principiile costurilor marginale se caută exprimarea acestor cheltuieli în funcţie de puterile nodale. Practic, expresiile de calcul sunt următoarele:

a) cheltuielile cu reţeaua şi partea din tarif corespunzătoare exploatării propriu-zise a reţelei se calculează cu relaţia:

$$C_{reti} = \sum_r A_i^r \cdot P_i^r \cdot t^r = \sum_r A_i^r \cdot W_i^r , \qquad (3)$$

unde:

$P_i^r$ este expresia algebrică a puterii produse sau consumate în nodul i în regimul r ( $P_i^r > 0$, dacă puterea este generată în nod, $P_i^r < 0$, dacă este consumată);

$W_i^r$ - expresia algebrică a energiei produse sau consumate în nodul i în regimul r;

$A_i^r$ - coeficienţii de alocare a cheltuielilor cu reţeaua de transport pe noduri.

Utilizînd expresiile (2) şi (3) pentru determinarea tarifului în nodul i , $t_i^{ret}$ , rezultă relaţia:

$$t_i^{ret} = \frac{\sum_r A_i^r \cdot W_i^r}{\sum_r W_i^r}; \qquad (4)$$

b) cheltuielile datorate pierderilor de energie activă în reţeaua de transport şi partea din tarif corespunzătoare lor sunt date de expresiile (5) şi (6):

$$C_{peri} = \sum_r \frac{1}{2} \lambda \frac{\partial L^r}{\partial P_i^r} \cdot P_i^r \cdot t^r = \sum_r \frac{1}{2} \lambda \frac{\partial L^r}{\partial P_i^r} \cdot W_i^r , \qquad (5)$$

unde:

$L^r$ este valoarea pierderilor în întreaga reţea în regimul r;

$\lambda$ - preţul marginal al energiei la nivelul reţelei de transport,

şi

$$t_i^{per} = \frac{\sum_r \frac{1}{2} \lambda \frac{\partial L^r}{\partial P_i^r} \cdot W_i^r}{\sum_r W_i^r} . \qquad (6)$$

Astfel, tariful pentru nodul *i* rezultă:

$$t_i = t_i^{per} + t_i^{ret} . \qquad (7)$$

Cunoscînd tariful pentru fiecare nod al reţelei se pot determina cheltuielile aferente unei tranzacţii de transport ($CH_{tranz}$) pentru o energie tranzitată între nodul producător a în care se injectează energia $W_{tranza}$ şi nodul consumator x prin care se extrage energia $W_{tranzx}$:

$$CH_{tranz=} = t_a W_{tranza} + t_x W_{tranzx} . \qquad (8)$$

Tariful de tranzit rezultă:

$$t_{tranz} = \frac{CH_{tranz}}{0{,}5 \cdot \left( |W_{tranza}| + |W_{tranzx}| \right)} . \qquad (9)$$

## 3. Generalizarea problemei

Dacă problema tranzacţiilor s-a pus la început sub forma contractelor dintre un productor şi un consumator eligibil, ulterior s-a constatat că acest caz reprezintă doar un tip simplu de tranzacţie şi că situaţiile de tranzit

# Proiecte CDI în domeniul energiei finanţate în cadrul Programului de Relansare Economică prin Cercetare şi Inovare – RELANSIN (1999 – 2002)

*Rubrica periodică RELANSIN capătă, începând cu acest număr al revistei ENERGETICA, o înfăţişare nouă sub formă de supliment şi un conţinut mai substanţial prin prezentarea de proiecte.*

*Diversitatea abordărilor din zecile de proiecte RELANSIN în subdomeniile producere, transport, distribuţie şi utilizare a energiei face dificilă o ierarhizare a priorităţilor de apariţie în revistă, singurul criteriu ce se poate avea în vedere fiind cel al stadiului proiectelor şi dorinţa autorilor de a disemina cât mai rapid conţinutul acestora.*

*Dacă proiectul este deja încheiat (cazul primului proiect prezentat), autorii sunt interesaţi să prezinte pe lângă obiectivele urmărite şi rezultate efective, informaţia astfel transmisă putând contribui la generalizarea lor.*

*Redacţia va urmări însă alternanţa prezentării tuturor subdomeniilor energiei, iar organizarea unei mese rotunde vizând aceste proiecte, în primăvara acestui an, va constitui un prilej de sinteză a orientărilor cercetării în domeniul energiei din Programul RELANSIN.*

**ing. Gheorghe VOICU - ASTER**

# Calculul regimurilor permanente nesimetrice şi dezechilibrate de funcţionare a reţelelor de distribuţie

**dr. ing. mat. SORIN PĂTRĂŞCOIU, ing. MARIUS HÂRŞAN, dr. ing. DANIELA SCRIPCARIU, ing. CRISTINA POPESCU*, ing. ION ALDEA**, ing. DOREL STĂNESCU***, ing. SORIN POPESCU******

Proiect: **Operarea reţelelor de distribuţie în contextul deschiderii pieţei de energie electrică. Analiza regimurilor nesimetrice şi dezechilibrate**
Contract: 919/2000
Executant: TRAPEC SA
Finanţare:AMCSIT-POLITEHNICA
Beneficiar şi cofinanţator: SC Electrica SA prin SD Călăraşi, SD Sibiu şi SD Târgovişte
Durata proiectului: 4 luni
Persoană de contact: Sorin Pătrăşcoiu – tel.312 93 80
fax: 312 93 85, e-mail: trapec_energy@arexim.ro

## Rezumat

*Pornind de la necesitatea calculului regimurilor nesimetrice de funcţionare a reţelelor de distribuţie TRACTEBEL Project-Managers, Engineers and Consultants (TRAPEC) S.A. are în curs de finalizare un software pentru calculul acestor regimuri. În lucrare sunt prezentate modelul matematic care a stat la baza realizării unui program destinat calculului regimului permanent şi nesimetric, caracteristicile programului dezvoltat şi avantajele utilizării acestuia.*

## Introducere

În general, analizele şi calculele pentru regimurile de funcţionare a reţelelor electrice se bazează pe modelarea sistemelor electroenergetice în ipoteza unor sisteme simetrice şi încărcate echilibrat (mărimile electrice sunt simetrice, sursele de putere şi sarcinile sunt repartizate uniform şi egal pe cele trei faze). În consecinţă, aceste analize se bazează pe utilizarea unor modele monofazate.

Rezolvarea problemei pentru reţelele trifazate este îngreunată în practică datorită unor factori cunoscuţi în activitatea de operare:

- lipsa unui software specializat dedicat calculului regimurilor de funcţionare a reţelelor de distribuţie,
- identificarea cu greutate a caracteristicilor topologice şi de operare pentru reţelele de distribuţie necesare în studiile acestor regimuri de funcţionare.

În plus, în realitate, regimurile uzuale de funcţionare sunt nesimetrice, ceea ce conduce la dificultăţi în utilizarea modelelor monofazate. Caracterul nesimetric al regimului provine atât din modul în care este construită reţeaua, cât şi din repartizarea dezechilibrată a consumului pe cele trei faze. De aceea, analizele acestor regimuri de funcţionare se bazează pe modelarea reţelelor electrice cu ajutorul metodei componentelor simetrice.

## Modelul matematic pentru calculul regimurilor permanente nesimetrice şi dezechilibrate

Programul de calcul are la bază un model matematic bazat pe teoria componentelor simetrice, dezvoltată în multe lucrări de specialitate publicate în ultimii ani.

**Pasul 1.** Se înlocuieşte reţeaua trifazată în care există cuplaje electrice şi magnetice cu trei reţele monofazate necuplate electric sau magnetic. Tensiunile şi curenţii aferenţi acestor reţele se calculează în funcţie de tensiunile fazice şi curenţii fazici. Transformările se aleg în aşa fel încât să se conserve formula de calcul al puterii aparente.

Se considera că:

- generatoarele sunt elemente care debitează tensiuni şi curenţi simetrici; ca urmarea puterea este generată numai în reţeaua de secvenţă pozitivă;
- consumatorii pot fi elemente ce introduc nesimetrii în sistem, fiind modelaţi prin puteri active şi reactive pe faze;

* TRAPEC S.A., ** SC Electrica S.A. – SD Călăraşi, *** SD Sibiu, **** SD Târgovişte

• elementele de transport al energiei electrice (linii electrice şi transformatoare) se consideră simetrice pe cele trei faze.

**Pasul 2.** Se iniţializează sistemul de tensiuni fazice.

**Pasul 3.** Pentru consumatori, se calculează curenţii $\underline{I}$ şi $\underline{I}^0$ şi puterea aparentă $\underline{S}^+$.

**Pasul 4.** Se rezolvă sistemul de ecuaţii neliniare corespunzător secvenţei pozitive:

$$P_i - P_i^+ = REAL \sum_{k \in M} \underline{Y}_{ik}^+ \underline{U}_i^+ \underline{U}_k^{+*}$$
$$i \quad M, \qquad (1)$$
$$Q_i - Q_i^+ = IMAG \sum_{k \in M} \underline{Y}_{ik}^+ \underline{U}_i^+ \underline{U}_k^{+*}$$

în care: $M$ este mulţimea nodurilor; $\underline{U}^+$- vectorul tensiunilor nodale pentru secvenţa pozitivă; $\underline{Y}^+_{ik}$ - termen din matricea admitanţelor nodale pentru secvenţa pozitivă.

Sistemul (1) se rezolvă în raport cu tensiunile nodale, ţinând seama de tipurile nodurilor: de echilibru $(U,\theta)$, generator $(P, U)$ şi consumator $(P, Q)$. Rezolvarea se face cu o metodă de tip Newton-Raphson.

**Pasul 5.** Se rezolvă sistemul de ecuaţii liniare corespunzător secvenţei negative:

$$\underline{Y}_{nn}^- \underline{U}^- = \underline{I}^- . \qquad (2)$$

Sistemul (2) se rezolvă în raport cu tensiunile de secvenţă negativă, utilizând o metodă de eliminare ordonată.

**Pasul 6.** Se rezolvă sistemul de ecuaţii liniare corespunzător secvenţei 0:

$$\underline{Y}_{nn}^0 \underline{U}^0 = \underline{I}^0 . \qquad (3)$$

Sistemul (3) se rezolvă în raport cu tensiunile de secvenţă 0, utilizând o metodă de eliminare ordonată.

**Pasul 7.** Folosind valorile calculate pentru tensiunile de secvenţă se calculează valorile tensiunilor pe fază pentru fiecare nod $i \in M$.

**Pasul 8.** Se verifică un test de convergenţă pentru partea reală $(x)$ şi imaginară $(y)$ a tensiunii din fiecare nod:

$$\begin{cases} \left| U_f^x - U_{f,v}^x \right| < \varepsilon_x, \\ \left| U_f^y - U_{f,v}^y \right| < \varepsilon_y, \end{cases} \quad f \in \{\text{mulţimii fazelor}\}, \qquad (4)$$

unde prin $v$ s-au notat valorile tensiunilor pe faze înainte de pasul 7.

Dacă testul (4) nu se verifică, se face atribuirea $\underline{U} \leftarrow \underline{U}_v$ pentru fiecare nod şi fază în parte şi se reia algoritmul de la pasul 1.

**Pasul 9.** Folosind matricele admitanţelor nodale pe secvenţe, valorile tensiunilor pe secvenţe, relaţiile (2) şi (3), precum şi o relaţie echivalentă acestora valabilă pentru secvenţa 1, se calculează curenţii pentru fiecare secvenţă în parte. Folosind relaţiile de transformare între mărimile fazice şi cele de secvenţă, se calculează curenţii fazici. Cunoscând tensiunile fazice şi curenţii fazici se pot calcula puterile nodale pe faze, respectiv circulaţia de puteri pe faze.

**Pasul 10.** Folosind valorile curenţilor şi tensiunilor pe secvenţe se calculează pentru fiecare nod factorii de nesimetrie, conform normativelor în vigoare.

În cadrul proiectului, TRAPEC a dezvoltat un program modern de calcul al regimurilor permanente nesimetrice şi dezechilibrate, ce poate fi descris prin următoarele caracteristici:

• programare orientată pe obiecte;

• interfaţă grafică realizată pentru sistemele de operare Windows 98/ Windows NT (fig. 1);

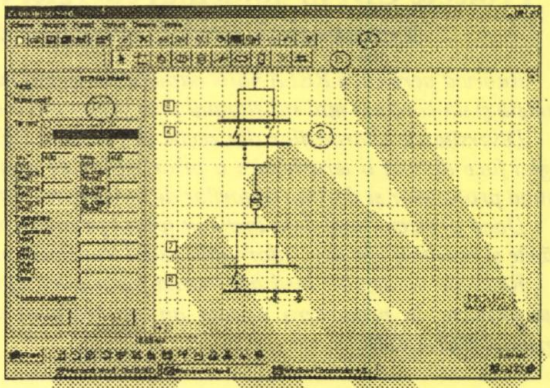


Fig. 1. Programul de calcul

• editor grafic pentru schemele reţelelor electrice;

• utilizarea bazei de date Microsoft Access pentru gestionarea datelor asociate reţelei electrice;

• alocare dinamică a memoriei şi utilizarea tehnicilor de lucru cu matrice rare.

## Rezultate şi concluzii

În cadrul acestui proiect a fost dezvoltat şi implementat, la sucursalele de distribuţie a energiei electrice cofinanţatoare un software specializat, destinat calculului regimurilor nesimetrice şi dezechilibrate. Avantajele utilizării unui asemenea software sunt evidente:

• evaluarea, în orice moment şi pentru orice configuraţie de funcţionare a reţelei, a nivelurilor de tensiune, a circulaţiilor de puteri şi a pierderilor de putere pentru fiecare fază în parte;

• modelarea consumatorilor folosind curbe de sarcină tip şi/sau modele dependente de variabilele de stare ale regimului de funcţionare;

• studiul rapid şi direct al regimurilor menţionate, cu posibilitatea de identificare a soluţiilor optime, pentru diverse niveluri ale tranzitului de putere;

• posibilitatea de uniformizare, între sucursalele de distribuţie a energiei electrice, a modului de analiză şi de decizie pentru operarea curentă, care de obicei implică existenţa regimurilor nesimetrice şi dezechilibrate ;

• reducerea costurilor aferente activităţii de distribuţie prin cunoaşterea şi optimizarea nivelului de pierderi de putere şi energie în reţelele electrice.

Acest software a fost conceput într-un mod flexibil şi prietenos, pentru a putea fi cu uşurinţă utilizat şi aplicat pentru orice reţea de distribuţie analizată şi eventual extins la calculul unor altor tipuri de regimuri de funcţionare.

## BIBLIOGRAFIE


[PO88] Potolea, E., Tudose, M. *Sisteme electroenergetice.* Litografia Institutului Politehnic Bucureşti, 1988.

[IEEE95] *Bibliography on Load Models for Power Flow and Dynamic Performance Simulation.* IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance. În: IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 10, No. 1, February 1995.

[IP98] Ionescu, T., Pop, O. *Ingineria sistemelor de distribuţie a energiei electrice*, Ed. Tehnică, Bucureşti, 1998.

# Măsurarea on-line a debitelor turbinate la centralele hidroelectrice de pe râul Olt

ing. ADRIANA DADU *, ing. IOAN ŞOICULESCU** , ing. CONSTANTIN CĂLINOIU***

Proiect: **Sistem de măsură on-line a debitelor turbinate la centralele hidroelectrice de joasă cădere. Aplicaţie la CHE Turnu**
Contract: 614/2000
Executant: SC ICEMENERG SA
Finanţare: AMCSIT-POLITEHNICA
Beneficiar şi cofinanţator: SC Hidroelectrica SA
Durata proiectului: 2 ani
Persoană de contact: Adriana Dadu – tel.321 69 66/201,202; Fax 322 27 90; e-mail: adadu@yahoo.com

## Rezumat

*Cunoaşterea permanentă a parametrilor de funcţionare a grupurilor hidroenergetice are o importanţă deosebită pentru obţinerea unei eficienţe maxime în exploatarea centralelor hidroelectrice. Unul dintre parametrii care se determină cu dificultate este debitul turbinat. În cadrul preocupărilor SC Hidroelectrica SA de a realiza un sistem de măsură a debitelor turbinate, se înscrie şi experimentarea unei tehnologii adecvate la CHE Turnu. Lucrarea prezintă elementele principale ale sistemului propus spre experimentare.*

## Introducere

Monitorizarea completă a parametrilor de funcţionare a grupurilor hidroenergetice permite mărirea eficienţei în funcţionarea centralelor hidroelectrice. Importanţa acestei activităţi a determinat beneficiarii amenajărilor hidroenergetice să solicite realizarea unor instalaţii de monitorizare completă a funcţionării grupurilor. Realizări mai ample se întâlnesc cu precădere în ţările cu economie de piaţă. Activitatea intensă în acest domeniu a determinat specializarea unor firme în execuţie de lucrări şi aparatură de monitorizare a grupurilor hidroenergetice. Astfel, prin monitorizarea parametrilor de funcţionare s-a ajuns la acumularea unui volum de informaţii suficient de mare pentru depistarea unor deficienţe încă din faza incipientă de exploatare.

Instalaţiile de monitorizare realizate în prezent pe plan mondial diferă constructiv de la o firmă la alta. Deosebirile existente justifică în final diferenţele asupra gradului de precizie a înregistrărilor. Din acest punct de vedere parametrul cu cea mai mare eroare de măsură este debitul turbinat. Tehnologiile considerate acceptabile pentru determinarea debitului turbinat au o eroare medie de 2÷3 %. În ultima perioadă tot mai multe firme discută despre tehnologii care permit determinarea debitului turbinat cu eroarea mai mică de 1 %.

Pentru CHE Turnu se are în vedere o metodă indirectă de determinare a debitului prin măsurarea căderii nete şi a puterii generatorului, considerând cunoscute randamentele la generator şi la turbină. Metoda se va aplica pentru ambele grupuri ale centralei.

## Aspecte teoretice

Un grup turbină-generator care funcţionează la un moment dat (t) cu căderea (H) şi debitul (Q) cuplat la un sistem în care livrează puterea $P_G$ prezintă un echilibru permanent între cuplul mecanic la arborele turbinei şi cuplul rezistent al generatorului. Acest echilibru permanent se traduce printr-o legătură directă între mărimile hidraulice de intrare şi mărimile electrice la bornele generatorului, definită de relaţia:

$$P_G = 9{,}81\, Q_T H_n \eta_T \eta_G \,. \qquad (1)$$

În relaţia (1) se constată că valorile direct măsurabile cu precizie suficient de mare sunt puterea generatorului ($P_G$) şi căderea netă ($H_n$). Rămân în discuţie randamentul generatorului ($\eta_G$), randamentul turbinei ($\eta_T$) şi debitul turbinei ($Q_T$).

Randamentul generatorului se poate determina cu suficientă precizie dacă se determină toate pierderile acestuia prin:

- fier ($\Delta P_{G.Fe}$) şi cupru ($\Delta P_{G.Cu}$) la generatorul principal;
- ventilaţia generatorului principal şi generatorului auxiliar ($\Delta P_{G.V}$);
- lagărul axial ($\Delta P_{G.LA}$) şi lagărul radial ($\Delta P_{G.LR}$),
- sistemul de excitaţie ($\Delta P_{G.E}$).

În ansamblu, suma pierderilor la generator se poate scrie astfel:

$$\sum P_G = \Delta P_{G.V.} + \Delta P_{G.LR} + \Delta P_{G.E} + \Delta P_{G.Fe.N} U^2 U_N^{-2} + \\ + \sum_{R+S} \Delta P_{G.Cu.N} (1 + k(\vartheta - \vartheta_N)) I^2 I_N^{-2}, \qquad (2)$$

unde s-a notat: indicele N - valorile nominale, S - statorul, R - rotorul, k - coeficientul de temperatură aferent cuprului (k=0,004), iar $\vartheta$ - temperatura medie a înfăşurării.

Valoarea pierderii în lagăre se poate determina folosind relaţia:

$$\Delta P_G = \Delta P_{G.N} F_A^{1,5} F_{AN}^{-1,5} \varepsilon^{0,5} \varepsilon_N^{-0,5}, \qquad (3)$$

unde: $\varepsilon$ reprezintă vâscozitatea dinamică a uleiului din lagăr care este dependentă de temperatura la momentul respectiv.

Rezultă că randamentul şi debitul turbinei sunt singurii parametri ai relaţiei (1) care nu se pot determina prin măsurători directe. Dacă unul dintre aceşti parametri s-ar cunoaşte, celălalt s-ar putea calcula automat. Similar se poate spune că, dacă nu se determină cel puţin unul dintre aceşti parametri, celălalt este imposibil de calculat. Aşa se explică de ce problemele celor doi parametri se analizează concomitent.

Soluţia acestei nedeterminări se bazează pe faptul că randamentul turbinelor hidraulice se măsoară pe model, iar pentru transpunerea de la model la turbina reală se pot folosi o serie de formule din literatura de specialitate. Erorile care se introduc pe această cale sunt legate de precizia metodei folosite pentru transpunerea randamentelor de la model la natură, dar mai ales de acurateţea cu care a fost transpusă, după turbina model, forma părţii de curgere a turbinei reale.

* SC ICEMENERG SA, ** SC Hidroelectrica SA, *** UPB- Fac. Energetică

Analizând cele de mai sus rezultă că pentru o determinare cu precizie mare a debitului turbinat este necesar să se măsoare şi să se introducă instantaneu în calcul peste 40 de parametri de funcţionare ai fiecărui grup.

Pentru determinarea debitului se consideră suficient să se măsoare următorii parametri:

- nivelul apei în secţiunea de intrare în camera spirală şi cel la ieşire din aspirator,
- puterea activă şi reactivă la bornele generatorului.
- cursa rotorului turbinei şi cursa aparatului director.

Calculând caracteristica de exploatare a turbinei, pornind de la caracteristica universală a modelului, randamentul turbinei reale se determină cu relaţia:

$$\eta_T = 1 - (1-\eta_m) D_{1m}^{0,25} D_{1T}^{-0,25}. \quad (4)$$

Faţă de relaţia (4) în literatura de specialitate se mai prezintă metode care ţin seama şi de alţi parametri ce definesc similitudinea dintre model şi natură. Se precizează că la această fază componentele randamentului legate de pierderile mecanice şi volumice ale turbinei se consideră egale cu 1.

## Aspecte practice

În cazul CHE Turnu, în secţiunea vanelor plane suprafaţa netă este de 2 x 6,15 x 6,8 $m^2$. Pentru că în cele două secţiuni de intrare în camera spirală nivelurile sunt aproape întotdeauna diferite se face măsurarea ambelor niveluri. Se consideră că diferenţele între nivelurile pe cele două secţiuni de intrare în camera spirală sunt mici, astfel încît se poate face o medie aritmetică.

Nivelul amonte se calculează cu relaţia:

$$N_{am.M.i} = 0,5(N_{am.V1.i} + N_{am.V2.i}). \quad (5)$$

Căderea netă pe turbina (i) se determină folosind relaţia:

$$H_i = N_{am.M.i} - N_{av.i} \quad (6)$$

Corespunzător puterii rezultate se obţine randamentul generatorului $\eta_G$, cu aceasta calculându-se puterea la cupla turbinei folosind expresia:

$$P_{Ti} = P_{Gi}\eta_{Gi}^{-1}. \quad (7)$$

Se consideră că randamentul turbinei (i) are valoarea maximă $\eta_{Ti} = \eta_{T.Maxim}$ astfel că se poate calcula un debit aproximativ de intrare în turbină folosind relaţia:

$$Q_{T.i} = P_{Ti}(9,81 H_i \eta_{T.Maxim})^{-1}. \quad (8)$$

Energia netă efectiv disponibilă la intrarea în rotor este dată de relaţia:

$$H_{n.i} = H_i + 1,2\, Q_{T.i}^2 (8 S_V^2 g)^{-1}. \quad (9)$$

Cu valorile rezultate din relaţiile (8) şi (9) se determină, prin interpolare, valoarea randamentului din caracteristica de exploatare dată de furnizorul echipamentului. Cum acest randament este diferit de valoarea maximă calculul trebuie reluat până în momentul în care diferenţele dintre valorile rezultate obţinute succesiv devin mai mici de 1 $m^3/s$, suficient pentru a coborî sub eroarea de metodă. Corespunzător valorilor finale ale debitului şi căderii nete la intrare se determină mărimile corespunzătoare ale deschiderii aparatului director ($a_0$) şi rotorului ($\varphi$). Valorile rezultate se afişează pe monitor şi se trece la repetarea calculelor începând cu o nouă citire a datelor.

## Efecte scontate

Cantităţile de energie deosebit de mari care se pierd printr-o exploatare necorespunzătoare, precum şi costurile generate de menţinerea în funcţionare a turbinei după apariţia unei defecţiuni au determinat beneficiarii să se preocupe în mod special de problema cunoaşterii debitului turbinat în fiecare moment. Tot aceste argumente au făcut ca problema preciziei de măsurare să fie pusă pe un plan secundar faţă de necesitatea asigurării imediate a măsurării/determinării în timp real a debitului turbinat.

Conform celor prezentate, metoda propusă răspunde la cererea beneficiarului şi permite dezvoltarea numărului parametrilor măsuraţi şi perfecţionarea calculelor în etape ulterioare.Ţinând seama de toate aproximările introduse în calcule la această fază eroarea determinării debitului se înscrie în jurul valorii de ±3%.

În următorii ani, începând chiar din faza a doua a proiectului, în funcţie de rezultatele obţinute se poate trece la dezvoltarea metodologiei de măsură şi pentru alte centrale hidroelectrice aflate în exploatarea beneficiarului acestui proiect.

## Concluzii

Metoda propusă oferă personalului - prin cunoaşterea cu precizie a condiţiilor de funcţionare a turbinelor hidraulice- o mai mare siguranţă în exploatare. În acest fel se creează condiţia ca întreg personalul să fie eliberat de problema urmăririi prin capacităţile fizice proprii a condiţiilor de exploatare a turbinelor hidraulice şi trecerea la o exploatare eficientă prin care să se realizeze importante sporuri de energie.

**BIBLIOGRAFIE**

[1] Pavel D., Zarea St. *Turbine hidraulice şi echipamente hidroenergetice*, Editura Didactică şi Pedagogică, Bucureşti 1968

[2] Cod CEI 41/1991 - *Încercări de recepţie pe maşina reală a turbinelor hidraulice, pompelor de acumulare şi a maşinilor reversibile, în vederea determinării performanţelor lor hidraulice*

[3] STAS 8168/1968 *Turbine hidraulice. Încercări*

pot fi mult mai complexe. Astfel pot fi amintite situaţii în care:

- un consumator este alimentat din mai multe bare ale reţelei electrice de transport (RET) şi solicită aducerea unei cantităţi de energie de la un producător care livrează energie într-o altă bară a RET;

- un consumator oarecare primeşte cantităţi de energie prestabilite prin mai multe bare ale RET de la nişte producători care vor livra cantităţi de energie, de asemenea prestabilite, prin mai multe bare ale RET.

Trebuie adăugată ca situaţie posibilă pentru SEN cea a tranzitului internaţional, adică a tranzitării prin RET a unor cantităţi de energie electrică de la sistemele externe, vecine.

Toate aceste tipuri de tranzacţii ce pot să apară la nivelul sistemului nostru trebuie tratate printr-o procedură unitară, generală, de stabilire a tarifului de tranzit.

În cazul general, după stabilirea tarifului de transport în fiecare nod al reţelei de transport cheltuielile unei tranzacţii de transport pentru o energie tranzitată între nodurile producătoare a, b, c...., în care se injectează energiile $W_{tranza}$, $W_{tranzb}$, $W_{tranzc}$...., către nodurile consumatoare x, y, z...., prin care se extrag energiile $W_{tranzx}$, $W_{tranzy}$, $W_{tranzz}$ ...., vor fi date de:

$$CH_{tranz} = t_a W_{tranza} + t_b W_{tranzb} + t_c W_{tranzc} + .... + t_x W_{tranzx} + + t_y W_{tranzy} + t_z W_{tranzx}. \quad (10)$$

Energiile tranzitate $W_{tranz}$ sunt trecute cu semnul plus (+) dacă în nodul respectiv energia este injectată în reţea şi cu semnul minus (-) , dacă ea este absorbită din reţea, astfel încît:

$$W_{tranza} + W_{tranzb} + W_{tranzc} + .... + W_{tranzx} + W_{tranzy} + W_{tranzz} + ... = 0 \quad (11)$$

Tariful de tranzit rezultă, evident:

$$t_{tranz} = \frac{CH_{tranz}}{0{,}5\left(|W_{tranza}| + |W_{tranzb}| + |W_{tranzc}| + ... + |W_{tranzx}| + |W_{tranzy}| + |W_{tranzz}| + ...\right)} \quad (12)$$

## 4. Programul TRANZIT; aplicaţii

Procedura descrisă pe scurt în această lucrare a stat la baza unui algoritm şi a unui program de calcul, programul TRANZIT. Schema logică a programului este dată în figura 1. El este scris pentru calculatoare de tip PC şi este dimensionat pentru aplicaţii pe reţeaua SEN. Programul este realizat astfel încît să determine tariful de tranzit pentru orice tip de tranzacţie posibil de contractat la nivelul SEN.

Ca aplicaţie se prezintă o ipotetică tranzacţie prin care LAFARGE ROMCIM Medgidia doreşte contractarea unei puteri de 30 MW cu CHE Porţile de Fier I sau cu CNE Cernavodă; firma este interesată cît este tariful de tranzit în cele două variante.

În ipoteza unor cheltuieli anuale cu reţeaua de transport de 131,98 mil.$ şi a unui preţ al energiei la

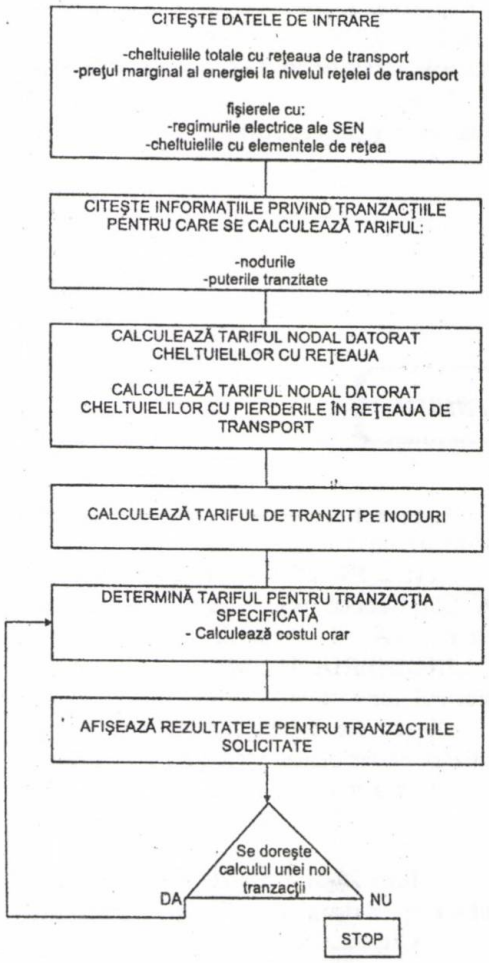



Fig. 1. Schema logică a programului TRANZIT.

nivelul RET de 23,78 $/MW, calculele efectuate cu programul TRANZIT indică un tarif de tranzit de 4,43 $/MWh şi un cost orar de 132,9 $, dacă puterea se tranzitează de la CHE Porţile de Fier I, şi de 3,97 $/MWh cu un cost orar de 119,1 $, dacă puterea de 30 MW va fi contractată cu CNE Cernavodă.

## Concluzii

Programul TRANZIT elaborat pentru determinarea tarifului de tranzit pentru tranzacţiile care se vor face între producători şi consumatori prin reţeaua de transport a SEN se constituie într-un produs IT de certă utilitate pentru piaţa energiei electrice. Rezultatele obţinute pînă în prezent pentru tranzacţii solicitate de consumatori eligibili confirmă acest lucru şi funcţionarea în bune condiţii a acestei pieţe va amplifica utilizarea lui pentru toate tipurile de tranzacţii ce pot avea loc la nivelul sistemului nostru energetic.

**BIBLIOGRAFIE**

[1] * * * *Regulament pentru acreditarea consumatorilor eligibili,* cod ANRE - 11.2.236.1.01.11/06/99

[2] * * * Decizia 122/21.04.2000 a Guvernului României.

[3] * * * *Contract-cadru de furnizare a energiei electrice la consumatorii eligibili,* cod ANRE - 16.2.535.1.01.02/06/99

[4] * * * *Decizia ANRE Nr. 29 din 23.07.1999 pentru aprobarea Metodologiei de stabilire a tarifului pentru transportul energiei electrice* - cod ANRE - 29.1.432.1.01.23/07/99

[5] * * * Cross-border Tarrifs for the Internal Market of Electricity in Europe (IEM) - ETSO - martie 2000, Florența

**Referent: ing. Constantin Radu – Transelectrica S.A.**

**(Primit la 13 noiembrie 2000, acceptat la 13 decembrie 2000)**

## *Informații*

1. Centrul de Inginerie a Iluminatului din cadrul Universității Tehnice Cluj-Napoca ne informează despre apariția unei noi reviste cu profil tehnic:

Revista **INGINERIA ILUMINATULUI** este o publicație semestrială, editată de Universitatea Tehnică din Cluj-Napoca prin Centrul de Ingineria Iluminatului UTC-N – Lighting Engineering Center LEC, Electrica S.A. prin Sucursala de Distribuție Cluj și Editura MEDIAMIRA S.R.L. Cluj-Napoca.

**INGINERIA ILUMINATULUI** este o revistă de informație tehnică, dedicată educației continue în domeniul iluminatului.

Obiectivele revistei constau în prezentarea rezultatelor activității de cercetare științifică, popularizarea unor realizări profesionale, încurajarea și educarea specialiștilor din construcții, administrație publică, proiectare, învățământ, a studenților și altor utilizatori.

*

* *

Între 28-30 iunie 2001 va avea loc la Cluj-Napoca Conferința Internațională **ILUMINAT 2001 A II-a Conferință Balcanică de Iluminat BALKANLIGHT 2001**

Organizatori:

Universitatea Tehnică din Cluj-Napoca - Centrul de Ingineria Iluminatului

Electrica S.A. – Sucursala de Distribuție Cluj

ENERGOBIT SCHRÉDER LIGHTING S.R.L.

Tema principală a conferinței este **Eficiența energetică în iluminat** și este dezvoltată pe următoarele secțiuni:

1. Vedere și culoare
2. Mediu interior și proiectarea iluminatului
3. Iluminatul exterior
4. Aspecte generale ale iluminatului
5. Alte aplicații

Date:

Trimiterea rezumatelor și a formularelor de înscriere: 28 februarie 2001

Notificarea acceptării: 30 martie 2001

Trimiterea formei finale a lucrării – e-mail și două copii + dischetă prin poștă: 1 mai 2001

Pe durata conferinței se va organiza o **expoziție** cu produse de iluminat. Companiile ce doresc să participe se vor înregistra la Secretariatul Conferinței.

Informații suplimentare se pot obține de la Universitatea Tehnică Cluj – Napoca, dl prof. dr. ing. Florin Pop, e-mail Florin.Pop@insta.utcluj.ro; tel. 064197254

❐

# UTILIZAREA TRASABILITĂȚII ENERGIEI ELECTRICE LA TRATAREA CONGESTIILOR DIN REȚELELE DE TRANSPORT

conf. dr. ing. LEONARDO GEO MĂNESCU*, prof. dr. ing. ION MIRCEA*, prof. dr. ing. N. HADJSAID**

*Pe o piață liberă, participanții achiziționează energia electrică în condiții de concurență și plătesc serviciile în măsura în care le utilizează. Aplicarea acestor principii a necesitat noi instrumente, printre care se numără și metoda imaginilor sarcinilor (MIS), dezvoltată pentru identificarea traseelor de circulație a energiei electrice de la surse la consumatori.*

*Atunci cînd piața este necongestionată, MIS se poate folosi pentru tarifarea serviciilor (în principal de transport, dar și a celor de sistem). Pe o piață congestionată, resursele sunt insuficiente pentru a satisface complet cererile. De aceea ele trebuie maximizate și alocate celor mai competitivi. În acest scop operatorul de sistem poate folosi și MIS atît pentru o adjudecare optimală, cît și pentru o alocare cît mai largă prin crearea de contratranzite. Mai mult, MIS se poate dovedi utilă și pentru evitarea colectării unor venituri nejustificate în condiții de congestii.*

*Toate aceste valențe ale MIS sunt evidențiate teoretic și prin simulare numerică pentru o piață completă, conținînd operatori comerciali de tip cartel, contracte bi- și multilaterale, aplicate pentru rețeua Stagg & El Abiad.*

*The participants to a free market get the electricity by competition and pay the services on the use base. Among the new skills developed for applying such principles, the load image method, LIM-MIS(Ro), seems well adapted in tracing the flow of electricity from sources to sinks.*

*When the market in uncongested, LIM may be applied in services pricing (mainly transmission services but ancillary as well). On a congested market, as there are not enough resources to comply with all demands, these ones must be allocated on a competitive basis. In order to do this, ISO can use LIM for the congestion management, either in an optimization of the resources allocation or to define and create benefic counterflows. Furthermore, LIM could state a way to suppress actual congestion incomes.*

*Full potential of LIM is outlined theoretically and proved by numerical simulation on a complete market, including Power Exchange/Pool (PX), Schedule Coordinator (SC), bi- and multi-lateral contracts, applied for Stagg & El Abiad test network.*

Descriptori: trasabilitatea energiei, tratarea congestiilor, contratranzit, cartel

## Introducere

După cum nu există o rețetă pentru trecerea de la socialism la capitalism, nici pentru trecerea de la un sistem monopolist, unitar, la unul concurențial și sectorizat nu s-a identificat o soluție care să întrunească consensul. Crearea piețelor de energie electrică (PEE) impune restructurări manageriale și tehnice. Poate mai mult decît pentru alte mărfuri, pentru energia electrică latura financiară a pieței nu poate fi disociată de legile tehnice (aici electrotehnice).

Pe baza principiului că producția trebuie separată de prestarea de servicii, se acceptă cvasiunanim disocierea produsului "energie electrică" de serviciul de "transport". Practica a confirmat firescul deschiderii spre concurență a producției și distribuției. Rețelei de transport i se recunoaşte un caracter de monopol natural, datorat puternicului efect de scară.

În acest cadru, stabilirea corectă a gradului de utilizare a rețelei electrice de transport de către fiecare participant la PEE nu este o sarcină tocmai ușoară. Răspunsurile la întrebările:

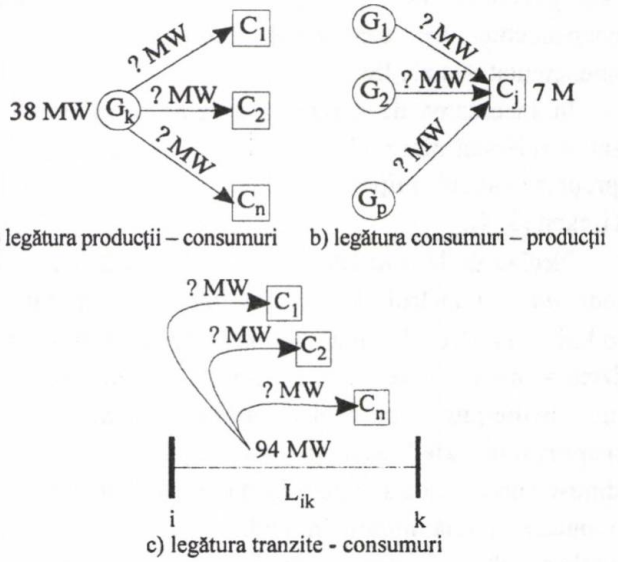
1 - ce consumatori alimentează **fizic** fiecare sursă și în ce cuantum?

2 - din ce surse și în ce cuantum este alimentat **fizic** fiecare consumator?

3 - ce cuantum din tranzitul pe fiecare linie provine de la fiecare sursă?

4 - ce cuantum din tranzitul pe fiecare linie se îndreaptă spre fiecare consumator?,

ilustrate grafic în figura 1, pot furniza argumente tehnice, obiective, care să conducă la o alocare echitabilă a responsabilităților.




a) legătura producții – consumuri b) legătura consumuri – producții

c) legătura tranzite - consumuri

Fig. 1. Legături între producători și consumatori.

* Universitatea din Craiova, Facultatea de Electrotehnică

** Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble

Atunci cînd reţeaua are capacitate de transport suficientă, **produsul "energie electrică"** poate fi tranzacţionat, prin aranjamente financiare, în cantităţile cerute. Dacă, însă, satisfacerea cantitativă a cererilor participanţilor la PEE este obstrucţionată de restricţii (capacitate de transport, plaja tensiunii etc.), cunoscute drept **congestii**, se impune ajustarea cererilor.

În acest scop, participanţii pot intra într-o competiţie financiară în care alocările decurg din preţurile oferite, explicit sau prin preţul energiei, pentru capacităţile de transport care restricţionează tranzacţiile. O asemenea rezolvare comportă riscuri (uneori a condus la creşteri neverosimile ale preţurilor pe pieţele spot, [1]). De aceea, agenţi de la bursele de energie electrică (în special CalPX şi NYPP) au început să îşi manifeste interesul pentru o soluţionare pe criterii tehnice a congestiilor.

Pentru serviciul de transport judecăţile cu fundament fizic sunt esenţiale nu doar atunci cînd reţeaua este congestionată. Nu este firesc ca alocarea pierderilor, a costurilor de mentenanţă şi de dezvoltare a reţelei de transport să se facă administrativ. Subiectivitatea poate fi evitată folosind gradul de utilizare al reţelei de transport de către fiecare participant la PEE, condiţionat electrotehnic.

## 1. Trasabilitatea energiei electrice

Răspunsul, fie şi doar la cele patru întrebări evocate, este absolut necesar. Se ştie bine că transmisia energiei electrice este guvernată de principii electrotehnice şi nu de contracte economice. Practic, o infinitate de combinaţii între aranjamentele financiare ale participanţilor la PEE poate determina operatorul de sistem (ISO) să stabilească un acelaşi regim de funcţionare a reţelei. Mărimile de stare corespunzătoare sunt guvernate de legi exclusiv tehnice, dar sunt independente de elementele economice care au fundamentat decizia ISO.

În încercarea de a răspunde celor patru întrebări s-au manifestat mai multe tendinţe. A existat un curent "proporţionalist", iniţiat de Bialek [2] şi continuat de Kischen [3, 4].

Plecînd de la o nedeterminare nedeclarată (*nn* > *ne*, unde *nn* = numărul de necunoscute = numărul de noduri × numărul de laturi, iar *ne* = numărul de ecuaţii fizice = numărul de noduri), s-a propus introducerea unui **principiu** suplimentar, **atehnic**, denumit **"de proporţionalitate"**: dacă un aport de putere într-un nod (dintr-o sursă locală sau pe o linie) deţine o pondere "x" în puterea totală intrată în nod, el va deţine aceeaşi pondere "x" în fiecare ieşire din nod. În figura 2 se ilustrează acest "principiu": deţinînd 40% din puterea totală intrată în nodul i, puterea provenită dinspre nodul j deţine 40 % din fiecare ieşire (40 %*70 MW=28 MW şi 40 %*30 MW=12 MW).

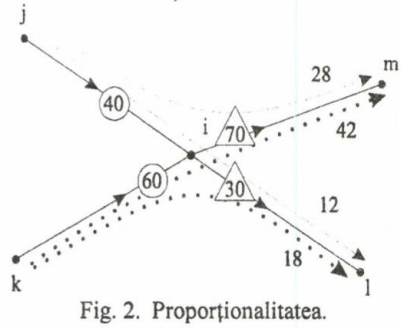


Fig. 2. Proporţionalitatea.

Introdus pentru a rezolva neelectrotehnic nedeterminarea, "principiul" este apărat cu un argument, poate interesant, dar inacceptabil, şi anume că nu ar putea fi nici probat, nici contrazis. Deşi putea fi folosită orice premisă suplimentară, a fost preferată aceasta, mai "dificil de infirmat fizic".

Ulterior, iniţiatorul a recunoscut atehnicitatea rezolvării [5], atribuindu-i un caracter "justiţiar". Comentarea "rigorii" unei rezolvări arbitrare a unui sistem nedeterminat nu face obiectul prezentei lucrări. Se mai remarcă doar că, în plus, negînd principiul agregării sarcinilor în fiecare nod, formularea contravine instrumentelor tradiţionale folosite în analizele electroenergeticii (de exemplu: calculul circulaţiei de puteri).

O altă direcţie a fost aceea de a nu trata fiecare participant la PEE în contextul stării globale, ci în raport de tranzacţiile financiare la care este parte. Pentru cea mai completă formulare de acest tip, aparţinîndu-i lui Zobian [6], se poate observa caracterul critic al ordinii abordării tranzacţiilor (deloc surprinzătoare pentru un sitem neliniar - la o formulare în puteri). Pe plan practic, acest inconvenient este inacceptabil, căci pentru o stare dată a sistemului alocările nu sunt unice, ci dependente de ordinea considerării tranzacţiilor.

Cu mult înaintea apariţiei acestor tehnici, Ng [7] a propus "factorii de distribuţie generalizaţi", dedicaţi analizei contingenţelor, în care scop au devenit larg utilizaţi în centrele de dispecerizare. Aceşti factori pot fi folosiţi şi ca instrumente, rudimentare, pentru "trasarea" energiei electrice, deoarece pot reflecta (totuşi) corelaţii între tranzitele active pe laturi şi puterile active nodale (producţii sau consumuri). La folosirea lor în trasabilitate s-au constatat unele inconveniente:

- disociere între puterile active şi reactive;
- **caracterul nereglementat şi critic al alegerii "referinţei"** (alegerea acestui nod, care nu se confundă cu cel de echilibrare, modifică puternic rezultatele, mai ales pentru repartizarea pe sarcini);

- lipsa informațiilor pentru alocarea pierderilor și pentru asocierea producții-consumuri (informațiile disponibile nu pot fi exploatate nici măcar pe criterii topologice).

În acest context de preocupări s-a înscris și elaborarea "metodei imaginii sarcinilor" (MIS), descrisă sumar la pct. 2 și folosită ulterior la rezolvarea congestiilor. Principalele avantaje ale MIS rezultă prin comparație cu precedentele:

- este complet compatibilă cu instrumentele tradiționale de analiză: calculul circulației (optimale) de puteri, estimatoare de stare, programe de analiză a contingențelor și altele;
- tratarea cuplată a puterilor activă și reactivă (importantă cu deosebire pentru reflectarea corectă a pierderilor și tranzitelor deoarece, în sine, "trasarea" puterilor reactive are o utilitate practică mai redusă);
- propune o alocare integrală (pentru fiecare binom din cvartetul producții-consumuri-tranzite-pierderi).

Dintre inconvenientele constatate se pot aminti:

- varianta completă este cronofagă, deci dificil de aplicat în timp real pentru rețele de dimesiuni foarte mari; a fost concepută, însă, și o variantă simplificată, mult mai rapidă, dar pierderea de precizie este semnificativă;
- este statică: coeficienții de alocare pot fi folosiți ca sensibilități doar în vecinătatea stării pentru care au fost determinați; în plan practic aceasta se traduce prin necesitatea recalculării periodice.

## 2. Metoda imaginilor sarcinilor

MIS reprezintă o tehnică de identificare a traseelor pe care circulă puterile dinspre surse spre consumatori, fundamentată pe transfigurări topologice realizate prin agregare și transformare Kron. Astfel, eliminînd nodurile consumator (în modelul nodal în curenți se elimină tensiunile nodurilor consumator), rețeaua originară (fig. 3) este redusă la o rețea echivalentă, în care sarcinile sunt aduse, sub formă de imagini, în nodurile generator (fig. 4).

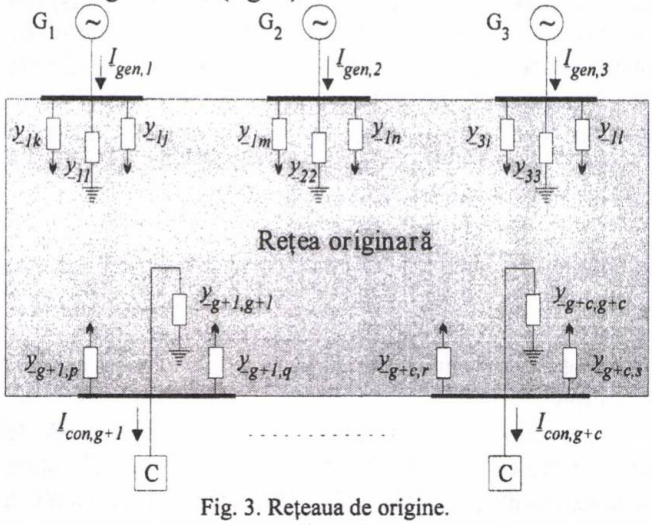



Fig. 3. Rețeaua de origine.

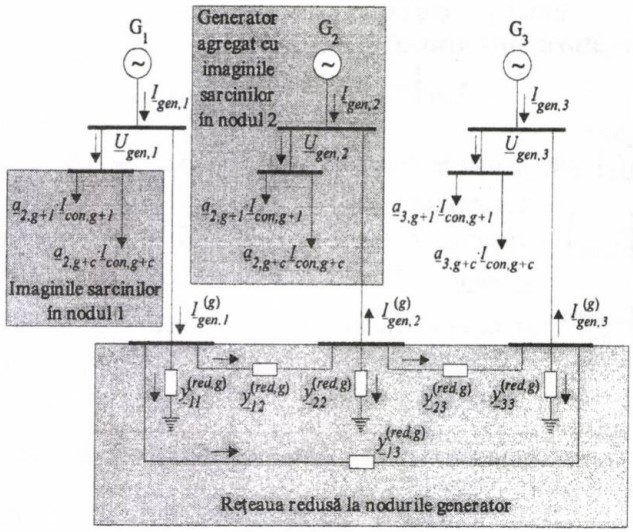



Fig. 4. "Imaginile" consumatorilor.

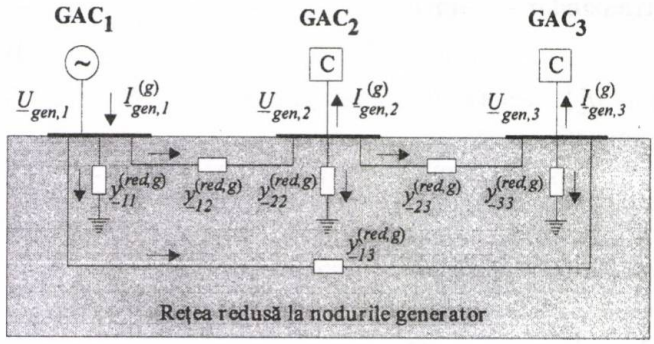



Fig. 5. Agregări ale surselor cu "imaginile" consumatorilor.

Agregînd generatoarele cu imaginile consumatorilor (în fiecare nod, cu excepția unuia, denumit pivot - cel cu cea mai mare fază a tensiunii) se obțin echivalenții $GAC_k$, k=2,...,g. Pe echivalentul redus obținut (fig. 5) se poate identifica aportul integral al centralei din nodul pivot la alimentarea $GAC_k$ și implicit a sarcinilor. Concluziile din aceste două etape se folosesc pentru identificarea cuantumului în care fiecare sursă alimentează fiecare consumator.

Prin această tehnică se pot identifica dependențele între producții și consumuri:

$$\left[\underline{S}_{gen}\right] = \left[\underline{S}_{gen}^{(com)}\right] + \left[\underline{B}\right] \cdot \left[S_{con}\right], \qquad (1)$$

unde:

$\left[\underline{B}\right]$ este matricea coeficienților complecși de repartiție a consumurilor pe surse;

$\left[\underline{S}_{gen}^{(com)}\right]$ - vectorul coloană al injecțiilor care polarizează rețeaua (partea din producția totală care menține planul general al tensiunilor, în folosul comun al utilizatorilor rețelei);

$\left[S_{con}\right]$ - vectorul coloană al consumurilor (complexe).

Relația (1) permite, de asemenea, alocarea pierderilor pe consumatori.

Folosind dependența (1), se poate exprima și **legătura între tranzite și consumuri** sub forma:

$$[\underline{S}_{lat}] = [\underline{S}_{lat}^{(com)}] + [\underline{D}] \cdot [\underline{S}_{con}], \quad (2)$$

unde :

$[\underline{D}]$ este matricea coeficienților de repartiție tranzite – consumuri ;

$[\underline{S}_{gen}]$ - vectorul coloană al producțiilor (complexe) nodale ;

$[\underline{S}_{lat}^{(com)}]$ - matricea tranzitelor (complexe) pe laturile rețelei corespunzătoare injecțiilor de polarizare, $[\underline{S}_{gen}^{(com)}]$.

Printr-un calcul pro-rata se pot explicita **aporturile surselor la alimentarea consumatorilor**:

$$[\underline{S}_{con}] \cong [\underline{E}] \cdot [\underline{S}_{gen}] \quad (3)$$

și **"responsabilitățile" producătorilor asupra tranzitelor pe laturi**:

$$[\underline{S}_{lat}] = [\underline{S}_{lat}^{(com)}] + [\underline{F}] \cdot [\underline{S}_{gen}], \quad (4)$$

cu $[\underline{F}]$ factorii de repartizare tranzite pe laturi - producții.

Dacă sporirea producției în nodul "k" determină scăderea tranzitului de putere activă pe linia "ij", sursa "k" determină un **contratranzit** pe linia "ij" ("aportul" sursei "k" la tranzitul "ij" este în sens contrar tranzitului activ pe linie). În relația (4), aceasta înseamnă că:

$$\left[Real\left(\underline{f}_{ij,k} \cdot \underline{S}_{gen,k}\right)\right] \cdot \left[Real\left(\sum_k \underline{f}_{ij,k} \cdot \underline{S}_{gen,k}\right)\right] < 0 .$$

Similar, un consumator "k" determină un contratranzit pe o linie "ij", dacă în relația (2) se constată că:

$$\left[Real\left(\underline{e}_{ij,k} \cdot \underline{S}_{gen,k}\right)\right] \cdot \left[Real\left(\sum_k \underline{e}_{ij,k} \cdot \underline{S}_{con,k}\right)\right] < 0 .$$

## 3. Tratarea congestiilor

**Congestiile** sunt condiții de insuficiență pentru a deservi, conform solicitărilor, producătorii și consumatorii. Limitele care restricționează pot fi multiple: capacitatea de transport termică, stabilitatea (sincronismului sau tensiunii), plaja tensiunii, comportarea la contingențe etc. Tratarea congestiilor constă în aplicarea de către ISO a unor măsuri pentru:

- reconfigurarea rețelei;
- ajustarea producțiilor și consumurilor, prin corecții în concordanță cu licitațiile lor incrementale, pentru a satisface, într-o măsură cît mai mare, solicitările participanților la PEE. Cel mai adesea, deciziile ISO urmăresc maximizarea valorii capacității de transport a elementelor de rețea care restricționează.

PEE s-au dezvoltat prin combinarea a două structuri tip: cartel și contracte bi- sau multilaterale. Dintre tehnicile propuse pentru rezolvarea congestiilor:

- bazate pe **prețuri zonale** (model CAISO) - congestiile induc venituri;
- bazat pe **principiul compensării financiare a ajustărilor** de producții/consumuri (EL-Ex, Eltra) - congestiile ocazionează plăți;
- bazate pe **prețuri marginale nodale** și drepturi (rezervate) de transport (model PJM);

ultimele sunt direct aplicabile atît pentru congestiile interzonale (ale interconexiunilor), cît și pentru cele intrazonale.

Cele mai reprezentative modele fundamentate pe prețurile marginale (Gibrik [8], Fang [9] și David [10]) evidențiază două fomulări posibile:

- **implicită**: valorile capacităților de transport ale laturilor rețelei pentru fiecare participant la PEE sunt implicite în ofertele lor incrementale pentru energia electrică (de vînzare și respectiv de cumpărare);
- **explicită**: participanții la PEE oferteză pentru rezervarea capacităților de transport, solicitînd eventual obținerea unor drepturi de transport.

Cele două sunt diferite doar în formă, întrucît mărimile pe care le manipulează se exprimă unele în raport cu altele. Prima dintre ele este folosită și în tratarea congestiilor analizată în acest articol.

Dacă pe piețele necongestionate fiecare participant la PEE obține practic ceea ce a licitat, pe cele congestionate performanțele fiecărui participant depind de modul în care ISO ajustează ofertele și cererile.

Cînd ajustarea este bazată pe principii injuste, participanții la piață recepționează semnale incorecte. Prin compararea dispecerizării monopoliste (minimizarea costurilor globale de exploatare) cu tratarea financiară a congestiilor pe PEE, s-a constatat crearea unor venituri suplimentare din congestii (VSC) pentru cazul din urmă. Existența VSC poate îndemna participanții la piață să le "capteze" prin contracte pentru diferențe.

**VSC,** de care beneficiază proprietarul rețelei de transport sau participanții "abili" la piața energiei, **reprezintă rezultatul tratării congestiilor prin maximizarea costului capacităților de transport restrictive** - relația (5). Pare corect ca, în condiții de insuficiență, capacitățile de transport să fie adjudecate de către cei care le "valorizează" cel mai mult. Totuși, apariția VSC indică faptul că mecanismul folosit pentru tratarea congestiilor conduce la supraevaluări ale costurilor capacităților de transport.

Evitarea situațiilor în care cineva ar putea fi avantajat de apariția unor "crize" de capacitate de transport, se poate realiza prin reguli de tarifare nepartizane. La stabilirea acestora, autoritatea de reglementare trebuie să respecte și următoarele două principii:

- **stabilitatea tarifării**: cerința este impusă de necesitatea ca trecerea din stare necongestionată în stare congestionată (în urma unei modificări incrementale a

cererii) să nu antreneze redispecerizări severe şi nejustificate (discuţia lui Singh şi răspunsul lui Gibrik în [8]). Pentru aceasta, între modul de tarifare sub congestie şi cel pentru piaţa necongestionată nu trebuie să existe discontinuităţi majore;

- **separarea pieţelor**: prin modul de tratare a congestiilor nu pot fi forţaţi operatori comerciali cu portofolii separate să intre în relaţii comerciale. În majoritatea situaţiilor, cerinţa antrenează costuri mai mari, atît la nivel global, cît şi pentru fiecare operator sau participant la piaţă. Acesta este "preţul" păstrării competiţiei între operatorii comerciali. Altfel, întreaga piaţă ar deveni un imens cartel, ceea ce ar constitui cel puţin o premisă de monopol.

Din păcate, prin maximizarea costurilor capacităţilor de transport congestionate tarifele nodale se îndepărtează mult de cele pentru piaţa nerestricţionată. Această instabilitate a tarifelor poate afecta negativ majoritataea participanţilor la piaţă. Pentru a evita inconvenientul, se pot imagina mai multe soluţii, dintre care se amintesc:

- modificarea funcţiei de optimizare (pentru a nu mai maximiza VSC);

- resorbirea VSC în cadrul PEE, variantă care va fi investigată în continuare.

## 4. Tratarea congestiilor folosind trasabilitatea energiei

Pentru resorbirea VSC se poate folosi orice metodă capabilă să reflecte electrotehnic cuantumurile în care sursele alimentează consumatorii şi cotele din tranzitele pe laturi de care se face "răspunzător" fiecare element activ (sursă şi consumator). Importantă pentru atingerea obiectivului este utilizarea trasabilităţii energiei şi nu forma ei de exprimare. Propunerile făcute vor fi exemplificate cu MIS.

Mecanismul de atribuire a capacităţilor de transport sub congestie se transpune, cel mai adesea, într-un algoritm de optimizare cu restricţii. În versiunea descrisă la pct. 3, ISO urmăreşte să maximizeze diferenţa între încasările de la consumatori şi plăţile către producători. Problema de optimizare poate fi formulată exploatînd trasabilitatea energiei, astfel:

- *funcţia scop*:

$$Max\left(\sum_{k=1}^{n}\sum_{j=1}^{OP} c_{kj}^{(C)} \cdot P_{k,j}^{(C)} - \sum_{k=1}^{n}\sum_{j=1}^{OP} c_{kj}^{(G)} \cdot P_{k,j}^{(G)}\right) \quad (5)$$

cu ansamblul de *restricţii*:

- limitele capacităţilor de transport transferate asupra consumurilor:

$$\mathrm{Re}\,al\left([\underline{S}_{lat}^{(com)}] + [\underline{D}]\cdot[\underline{S}_{con}]\right) \le [P_{lat}^{(\max)}]; \quad (6)$$

- limitele capacităţilor de transport transferate asupra producţiilor:

$$Real\left([\underline{S}_{lat}^{(com)}] + [\underline{F}]\cdot[\underline{S}_{gen}]\right) \le [P_{lat}^{(\max)}]; \quad (7)$$

- limitele fizice ale producţiilor:

$$[\underline{S}_{gen}^{(\min)}] \le [\underline{S}_{gen}] \le [\underline{S}_{gen}^{(\max)}]; \quad (8)$$

- limitele fizice ale consumurilor:

$$[\underline{S}_{con}^{(\min)}] \le [\underline{S}_{con}] \le [\underline{S}_{con}^{(\max)}]; \quad (9)$$

- bilanţul puterilor pe fiecare piaţă, $j = 1,...,OP$:

$$\sum_{k=1}^{n} \mathrm{Re}\,al(\underline{S}_{gen,kj}) = \sum_{k=1}^{n} \mathrm{Re}\,al(\underline{S}_{con,kj}) + \Delta P_j \,. \quad (10)$$

**Observaţii asupra modelului precedent**:

a) Deşi, aşa cum se observă în relaţiile (2)...(4), se dispune de instrumente de alocare atît pentru puterile active, cît şi pentru cele reactive, modelul de optimizare le vizează doar pe primele. După caz, puterile reactive pot fi incluse la verificarea încadrării în limitele capacităţilor de transport. Spre exemplu, dacă limita este de natură termică, în relaţia (6) se va folosi puterea aparentă şi nu cea activă, adică aceasta ar deveni:

$$Abs\left([\underline{S}_{lat}^{(com)}] + [\underline{D}]\cdot[\underline{S}_{con}]\right) \le [S_{lat}^{(\max)}]\,. \quad (6')$$

b) Sursele din care se acoperă pierderile sunt implicite în dispecerizarea finală realizată de ISO. Pentru a reproduce realitatea fizică, se recurge la "distribuirea nodului de bilanţ".

c) În relaţia (10) nu este necesară consemnarea explicită a pierderilor alocate fiecărui operator. Alternativa o reprezintă operarea cu puterile brute ale consumatorilor fiecărui operator (consum net + pierderile aferente, alocate conform MIS).

d) Dacă se optează pentru această variantă, în relaţia (10) dispare $\Delta P_j$, iar $\underline{S}_{con,kj}$ devine consumul brut în nodul $k$ pentru operatorul $j$. În simulările de la pct. 5 se va opera cu puterile brute ale consumatorilor.

e) Limitele producătorilor şi consumatorilor pot fi implicite în ofertele lor financiare, aşa cum s-a precizat la pct. 3.

f) Pe lîngă utilitatea sa la construirea modelului pentru tratarea optimală a congestiilor şi la analiza performanţelor acesteia, trasabilitatea energiei se poate dovedi eficientă în "valorificarea" contratranzitelor, ca şi în suprimarea veniturilor suplimentare din congestii [12].

***Utilizarea trasabilităţii la valorificarea "contra-tranzitelor"***

Contratranzitele sunt exploatate global (în mod implicit) la tratarea congestiilor pe baza modelului de optimizare prezentat anterior. Dacă soluţia de dispecerizare identificată de operatorul de sistem creează VSC, se poate considera că cel puţin contra-tranzitele de consumator nu au fost utilizate eficient. Afirmaţia se bazează pe posibilitatea de a le valorifica în continuare, eventual în interiorul portofoliului fiecărui operator comercial.

Astfel, dacă se admite ideea unei licitaţii iterative şi dacă se notează cu SI soluţia iniţială propusă de operatorul de sistem şi cu SCS cea la care s-ar putea ajunge prin crearea unui contratranzit suplimentar de consumator (CTS), identificat pe baza trasabilităţii energiei, un operator comercial ar putea exploata CTS în cadrul portofoliului propriu prin parcurgerea următorilor paşi:

I) se evaluează veniturile care ar putea fi colectate de la ceilalți consumatori (cei care nu pot crea contra-tranzite), pe baza tarifelor nodale din SI;

II) se evaluează producțiile și prețurile nodale ale surselor, pentru SCS;

III) se deduc veniturile I) din plățile II), pentru a identifica suma ce trebuie obținută de la consumatorul (CCT) care, mărindu-și consumul, trebuie să creeze CTS;

IV) se calculează un tarif nodal "bonificat" pentru CCT, ca raport între suma precedentă și volumul consumului care determină contratranzitul; acest tarif nodal trebuie să fie considerabil mai redus decît oferta inițială a CCT, pentru ca acesta să accepte să-și modifice consumul;

V) se propune operatorului de sistem soluția SCS, ca o nouă iterație, pentru care VSC sunt mai reduse;

VI) se recuperează "economia" de VSC cu titlu de "recompensă pentru fluidizarea pieței" (reducerea congestiei);

VII) se distribuie suma anterioară către consumatorii tarifați la pasul I) conform SI.

Mecanismul se bazează pe reducerea diferenței între tarifele nodale la surse și cele de la consumatori, deci a VSC. Efectul constă în condiții financiare mai favorabile pentru întreaga piață. Oricare dintre operatorii comerciali care dispune de CCT poate face propuneri în cadrul licitației iterative. Reducerea VSC prin ofertare iterativă evită forțarea de relații comerciale între operatorii care nu le doresc (principiul separării piețelor).

***Utilizarea trasabilității la redistribuirea VSC***

Apariția VSC, prin tarifare marginală zonală sau nodală, a fost apreciată ca injustă [2]. Dorința de a beneficia de VSC, poate genera o competiție de a le atrage, prin crearea sau accentuarea congestiilor și "arestarea" lor prin contracte pentru diferențe.

Pentru a impiedica asemenea practici, trebuie eliminate diferențele nejustificate între prețurile în nodurile sursă și cele din nodurile consumator. În acest scop, se poate proceda astfel:

I) din SI se reține doar prețurile în nodurile sursă, $P_k^{(g)}$;

II) pe baza trasabilității energiei se identifică cuantumurile din fiecare consum, j, asigurate de fiecare sursă, k: $P_{k,j}^{(g)\to(c)}$ (puterea consumată din sursa k de consumatorul j);

III) se calculează prețurile în fiecare nod consumator, $PN_j^{(c)}$, prin agregarea celor din nodurile sursă, folosind cuantumurile anterioare:

$$PN_j^{(c)} = \sum PN_k^{(g)} \cdot P_{k,j}^{(g)\to(c)} . \qquad (11)$$

Tarifînd consumatorii cu $PN_j^{(c)}$ și plătind sursele la $P_k^{(g)}$, VSC se anulează.

## 5. Rezultate

*5.1 Utilizarea trasabilității energiei la tratarea congestiilor*

Pentru exemplificare, a fost adaptată rețeaua Stagg & El Abiad [11], în care consumatorul captiv din nodul 2 a fost agregat cu producția locală. În figura 6 se prezintă starea necongestionată a rețelei, care, global, coincide cu propunerea originară a lui Stagg & El Abiad [12]. În simulare se operează în unități relative. Pentru puteri a fost adoptată o bază de 100 MVA.

Se presupune că pe această piață acționează patru operatori:

- un operator comercial, PX, cu management de tip cartel (închide bursa necongestionată la preț unic);
- un operator, SC, care își gestionează portofoliul la prețuri diferențiate (plătește sursele și încasează consumurile la prețurile ofertate); structura (de tip multilateral) combină avantajele contractelor bilaterale cu cele ale cuprinderii într-un portofoliu în cadrul căruia efectele redispecerizărilor în caz de congestie sunt mai reduse;
- două contracte bilaterale (directe), B1 și B2, între producători și consumatori.

Clienții fiecăruia dintre acești patru operatori au posibilitatea să adreseze comenzi care să includă:

- preferința inițială (cantitate și preț);
- preferința de ajustare în caz de congestie.

În lipsa preferinței de ajustare, se consideră că ofertantul acceptă să producă sau să consume (conform statutului său) orice cantitate, la prețul din oferta inițială (ceea ce comportă riscuri deloc neglijabile). Dacă nu apare nici o congestie, se respectă preferințele inițiale, chiar dacă acestea nu sunt optimale, nici la nivel global, nici la cel al operatorilor.

Pentru această rețea se asumă următoarele limite ale capacităților de transport ale liniilor.

*Tabelul 1*

**Capacitățile de transport al liniilor**

| Linia | 1-2 | 1-3 | 2-3 | 2-4 | 2-5 | 3-4 | 4-5 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $P_{max}$ [u.r.] | 1,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,7 | 0,2 | 0,2 |

Simularea numerică propune, în primă instanță, patru situații:

**Cazul A**: Rețea necongestionată, pentru care preferințele inițiale și cele de ajustare ale clienților din portofoliile operatorilor comerciali sunt redate în tabelul 2. Preferințele de ajustare rămîn aceleași pentru toate cazurile B, C, D (cu excepția situației în care sarcina își anulează consumul).

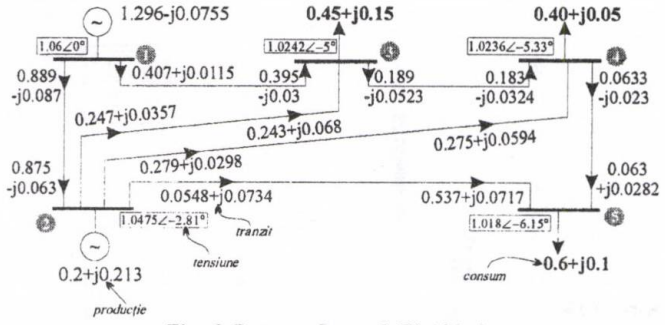



Fig. 6. Reţeaua Stagg & El Abiad.

S-a ales reducerea consumului în nodul 3 deoarece MIS arată că aceasta atrage congestionarea liniei 3-4. Observaţia este valabilă şi în cazurile B şi C.

***Precizare**: Congestia este un atribut de stare, nu de evoluţie*

**Cazul C**: Spre deosebire de cazul precedent, modificarea consumului în nodul 3 se înregistrează la operatorul SC. În portofoliul SC figurează ca rezervă un import potenţial în nodul 2. Nedorind să apeleze la această "sursă" decît în caz de congestie, SC propune ca toţi consumatorii să-i fie alimentaţi din sursa mai ieftină (cea din nodul 1).

*Tabelul 2*

**Limitele şi ofertele incrementale ale producătorilor şi consumatorilor, pe operatori, în cazul A**

| Nodul (k) → | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Operatorul (j) ↓ | Preferinţa ↓ | | | | | |
| PX | preferinţa iniţială (P)(*) | 0,5 | 0,15 | -0,15 | -0,25 | -0,25 |
| | preferinţa de ajustare [$/MWh] | 35+15·P | 40+5·P | 47+8·P | 46+5·P | 48+3·P |
| SC | preferinţa iniţială (P)(*) | 0,6 | 0 | -0,15 | -0,15 | -0,3 |
| | preferinţa de ajustare [$/MWh] | 35+15·P | 40+5·P | 47+8·P | 46+5·P | 48+3·P |
| B1 | preferinţa iniţială (P)(*) | 0,15 | 0 | -0,15 | 0 | 0 |
| | preferinţa de ajustare [$/MWh] | 35+15·P | 40+5·P | 47+8·P | 46+5·P | 48+3·P |
| B2 | preferinţa iniţială (P)(*) | 0 | 0,05 | 0 | 0 | -0,05 |
| | preferinţa de ajustare [$/MWh] | 33+10·P | 38+3·P | 47+10·P | 46+2·P | 48+8·P |

**Cazul D**: Consumatorul din nodul 3 îşi anulează contractul bilateral (B1) cu producătorul din nodul 1. Se urmăreşte analiza importanţei (prin impactul financiar şi asupra puterilor adjudecate) portofoliului a cărui modificare determină congestia.

Se observă următoarele caracteristi ale portofoliilor participanţilor la piaţă:

- PX şi SC au portofolii de volume comparabile şi distribuţii similare ale consumurilor;

- B1 şi B2 au volume reduse comparativ cu precedentele; situaţia poate corespunde unor cereri de tranzitare a reţelei, adresate de operatorii comerciali respectivi.

Fără a restrînge gradul de generalitate, atît în acest caz, cît şi în următoarele, se vor considera consumatori care funcţionează la factor de putere constant (raportul Q/P este 1/3 în nodul 3, 1/8 în nodul 4 şi 1/6 în nodul 5) şi avînd $P_{con}^{(min)}$ şi $P_{con}^{(max)}$ egale cu 10% şi respectiv 105% din preferinţa iniţială.

**OBSERVAŢIE**: (*) Pentru $\underline{S}_{con}^{(max,min)}$ puterile active şi reactive inductive sunt negative. Ofertele de ajustare fără gamă de reglare sunt inactive.

Capacităţile de producţie ale surselor (locale sau importuri în nod) se prezintă în tabelul 3. Sursele nu se dispecerizează la mai puţin de 20% din capacitate.

*Tabelul 3*

**Capacităţile de producţie ale surselor fiecărui operator**

| Operator → | PX | SC | B1 | B2 |
|---|---|---|---|---|
| $P_{gen}^{(max)}$ [u.r.] - nodul 1 | 0,6 | 0,7 | 0,25 | 0 |
| $P_{gen}^{(max)}$ [u.r.] - nodul 2 | 1,0 | 0,7 | 0,5 | 0,5 |

**Cazul B**: Consumatorul din nodul 3, aflat în portofoliul lui PX, îşi anulează comanda de 0,15 u.r. În consecinţă, PX propune reducerea corespunzătoare a producţiei sursei mai scumpe (cea din nodul 2).

Starea postcongestie este influenţată de tipul operatorului şi de competitivitatea ofertelor din fiecare portofoliu.

Compararea modurilor de tratare a congestiei în cazurile B, C şi D relevă următoarele:

- sunt ajustate mai puţin consumurile din portofoliul de tip cartel (PX) (fig. 7);

- ulterior s-au refăcut simulările majorînd preţurile oferite pentru consumurile ajustate cel mai puternic. În figura 8 se exemplifică echivalentul cazului B, dar cu preţurile oferite de consumatorii din SC majorate cu 10 $/MWh (cota fixă). Se constată cum creşteri importante de preţ pentru consumatorii SC (mult mai mari decît ai celorlalţi operatori) (fig. 8.*b*) au efecte extrem de modeste în evitarea ajustării cererilor (fig. 8.*a*);

- la eliminarea congestiei, consumatorii cartelului sunt supuşi la cele mai mari modificări de preţ, prin trecerea de preţul unic de închidere a pieţei necongestionate (mai scăzut) la preţuri nodale diferenţiate (mai mari). De exemplu, în cazul B în nodul 3 preţul creşte de la 40,75 $/MWh la 47,212 $/MWh.

Totuşi, ei nu sunt dezavantajaţi, deoarece beneficiază de preţuri nodale comparabile cu SC şi sistematic mai reduse decît B1 (care are o cotă de piaţă mult mai redusă) (fig. 9). Constatările vizează cazul în care consumatorii PX, SC şi B1 propun oferte de ajustare nodale identice.

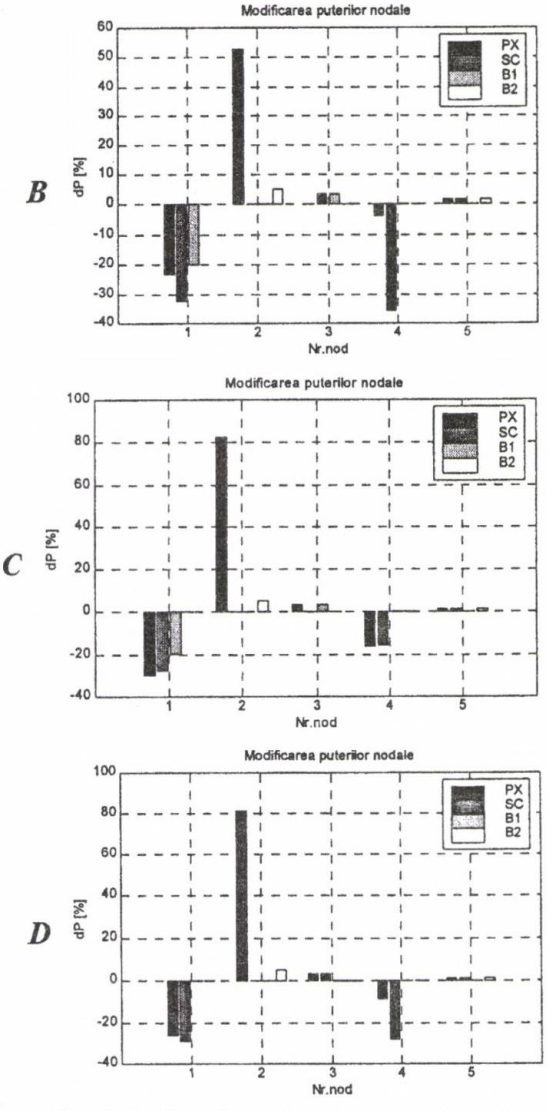



Fig. 7. Modificările producţiilor în cazurile B, C, D.

Concluzii tranşante nu pot fi formulate întrucît echilibrul postgestiune nu este dependent doar de cererile individuale, ci şi de ofertele surselor (aici ofertele de ajustare pentru sursele din PX, SC şi B1 au fost alese identice) şi de mărimea portofoliului operatorului.

Volumele pieţelor PX şi SC, înainte de pierderea celor 0,15 u.r. sunt comparabile (0,65 u.r./PX şi 0,6 u.r./ SC), dar repartizările nodale sunt diferite: PX foloseşte o sursă mai ieftină (în nodul 1) şi una mai scumpă (în nodul 2), iar SC foloseşte doar o producţie locală mai ieftină (în nodul 1).

Pentru surse analiza este mai dificilă. Spre deosebire de consumatori, care solicită o anumită putere de la care sunt dispuşi să se abată cît mai puţin, sursele sunt dispuse să producă cît mai mult. Chiar şi pentru sursele cu oferte competitive în plan financiar, puterile de ieşire depind mult de starea globală a reţelei.

Însuşi mecanismul eliminării congestiei presupune transferarea de producţii din anumite surse, fie şi mai ieftine, spre surse care folosesc mai puţin linia congestionată pentru a "ajunge" la consumatori.

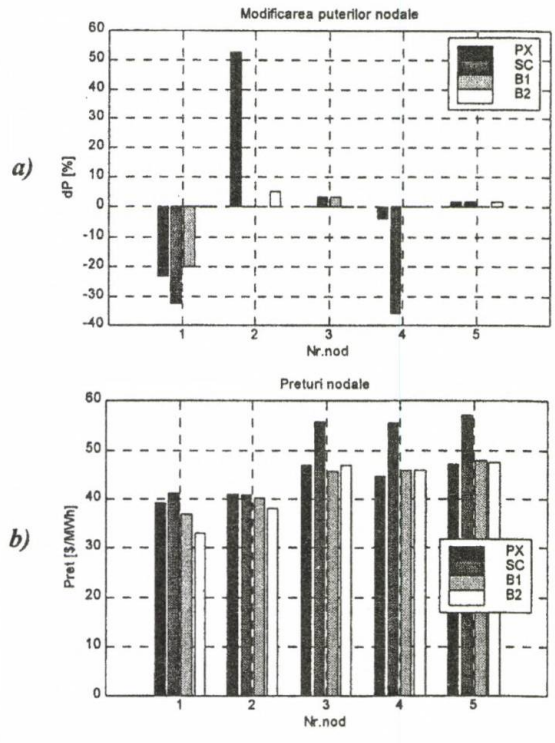



Fig. 8. Ineficienţa majorării preţurilor oferite de consumatori *b)* pentru evitarea ajustărilor *a)*.

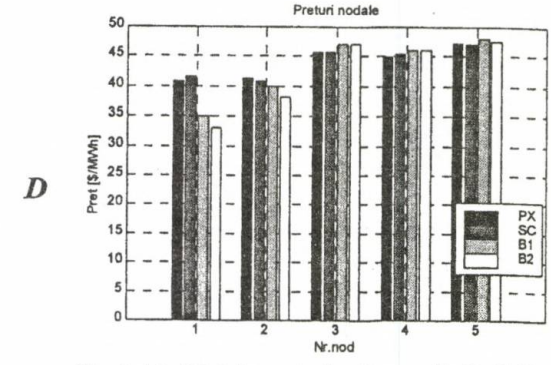



Fig. 9. Modificările preţurilor în cazurile B, C, D.

Astfel, pentru a folosi contratranzitele, se pot dispeceriza surse mai scumpe (cele din nodul 2, în cazurile B, C, D) în detrimentul celor mai ieftine (nodul 1).

*5.2 Gestionarea contratranzitelor*

MIS probează (prin asocierea tranzite - consumuri pe care o propune) că nu doar sursele, ci şi consumatorii creează contratranzite. Acesta este cazul, chiar de la începutul tratării congestiilor pentru sarcinile din nodul 3 şi, pe măsura transferării producţiei spre nodul 2, chiar al consumatorilor din nodul 5. Aşa se explică aducerea la plafonul maxim a consumului în aceste noduri pe parcursul rezolvării congestiei.

Informaţia că sarcinile din nodul 3 creează contratranzite pe linia 3-4 poate induce ideea de a rezolva congestia prin creşterea acestora. Pentru a verifica eficienţa unei asemenea soluţii, s-a reluat cazul B, modificat prin propunea SC de a creşte consumul în

nodul 3 cu 0,15 u.r. (CTS). Acestui caz (desemnat în secţiunea 5 ca SCS) i se asociază în continuare identificatorul B+.

Rezultatele tehnice (puteri nodale) şi financiare (costuri şi preţuri nodale) pentru fiecare operator, în cazurile B şi B+ se prezintă în tabelele 4 şi 5.

consumatorilor din portofoliul său, care au fost tarifaţi în prima fază la tarifele SI (45,74 $/MWh, 45,.47 $/MWh şi respectiv 47,055 $/MWh).

Se poate constata că CTS ameliorează performanţele tuturor operatorilor, reducînd VSC.

*Tabelul 4*

**Puterile [u.r.], costurile [$/100/h] şi preţurile [$/MWh] nodale în cazurile B şi B+**

| Nodul | | 1 | | 2 | | 3 | | 4 | | 5 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Op | Mărime | B | B+ | B | B+ | B | B+ | B | B+ | B | B+ |
| PX | Puteri | 0,2271 | 0,2927 | 0,2906 | 0,2323 | 0 | 0 | -0,2552 | -0,2625 | -0,2625 | -0,2625 |
| | Costuri | 8,7209 | 11,532 | 11,667 | 9,5597 | 0 | 0 | 11,414 | 11,73 | 12,393 | 12,393 |
| | Preţuri | 38,406 | 39,391 | 40,145 | 41,161 | 47,00 | 47,00 | 44,724 | 44,687 | 47,212 | 47,212 |
| SC | Puteri | 0,3624 | 0,4897 | 0,2164 | 0,2903 | -0,1575 | -0,3075 | -0,1064 | -0,1575 | -0,3150 | -0,3150 |
| | Costuri | 14,656 | 20,735 | 8,6805 | 12,034 | 7,2041 | 13,696 | 14,837 | 7,121 | 14,822 | 14,822 |
| | Preţuri | 40,437 | 42,345 | 40,108 | 41,452 | 45,74 | 44,54 | 45,468 | 45,212 | 47,055 | 47,055 |
| B1 | Puteri | 0,0975 | 0,0937 | 0,06 | 0,0638 | -0,1575 | -0,1575 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Costuri | 3,553 | 3,411 | 2,404 | 2,5723 | 7,2041 | 7,2041 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Preţuri | 36,462 | 36,405 | 40,03 | 40,319 | 45,74 | 45,74 | 46,00 | 46,00 | 48,00 | 48,00 |
| B2 | Puteri | 0 | 0 | 0,0525 | 0,0525 | 0 | 0 | 0 | 0 | -0,0525 | -0,0525 |
| | Costuri | 0 | 0 | 1,996 | 2,0033 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2,498 | 2,498 |
| | Preţuri | 33,00 | 33,00 | 38,016 | 38,157 | 47,00 | 47,00 | 46,00 | 46,00 | 47,58 | 47,58 |

*Tabelul 5*

**Bilanţul financiar al operatorilor**

| Mărimea → | Venituri | | Plăţi | | Venituri - Plăţi | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Operatorul ↓ | B | B+ | B | B+ | B | B+ |
| PX | 23,8069 | 24,1238 | 20,3884 | 21,0915 | 3,4186 | 3,0323 |
| SC | 26,863 | 35,6393 | 23,3367 | 32,7698 | 3,5263 | 2,8695 |
| B1 | 7,2041 | 7,2041 | 5,957 | 5,9835 | 1,2471 | 1,2205 |
| B2 | 2,498 | 2,498 | 1,9958 | 2,0033 | 0,5021 | 0,4947 |
| GLOBAL | 60,3719 | 69,4651 | 51,6779 | 61,8481 | 8,6941 | 7,617 |

Principiul separării pieţelor nu permite bonificarea consumatorului suplimentar al SC din nodul 3 (0,15 u.r.), CTS, decît din venituri colectate în cadrul portofoliului SC. Se observă în tabelul 4 că CTS, prin contratranzitul pe care îl creează, permite deservirea completă a consumatorului din nodul 4 al SC.

Dacă SC ar tarifa toate consumurile din cazul B+ la preţurile din cazul B, ar colecta un venit de:

15,75·45,74 (*nod 3*)
+15,75·45,4681 (*nod 4*)
+31,5·47,055 = (*nod 5*)
=2918,76 $/h (*total*)

De la CCT ar mai trebui colectată pentru CTS doar diferenţa pînă la 3276,98 $/h (conform tabelului 5), adică 358,22 $/h, ceea ce ar însemna ca CTS să fie tarifat nodal cu 23,88 $/MWh. Dacă CTS acceptă să fie dispecerizat la acest preţ, atunci SC permite surselor sale să producă mai mult (cu 35,13% în nodul 1 şi cu 34,15 % în nodul 2) şi la un preţ mai mare (cu 4,72 % în nodul 1 şi cu 3,35 % în nodul 2) (tabelul 5).

Pentru ansamblul celorlalţi operatori (PX, B1 şi B2) CTS al SC reduce VSC de la 516,82 $/h la 474,68 $/h. Pentru "serviciul" adus, SC poate solicita o parte din reducerea de 42,14 $/h, pe care să o distribuie

*5.3 Eliminarea VSC*

O altă utilizare potenţială a MIS în tratarea congestiilor ar putea consta în eliminarea veniturilor din congestie. În exemplificarea raţionamentului prezentat în secţiunea 5, dintre servicii nu se va considera decît o mică parte din cele de transport: pierderile (prin operarea cu consumuri brute). Celelalte elemente se pot trata similar (prin alocare sau distribuire proporţională).

Se propune ilustrarea modului în care se pot anula VSC în cazul B, pentru participanţii la piaţă din portofoliul SC. Independent sau coordonat, se procedează similar şi pentru portofoliile celorlalţi operatori.

Consumatorii SC ar trebui să furnizeze cei 2333,67 $/h pentru plata suselor. Conform MIS, sursele participă la alimentarea consumatorilor în următoarele cuantumuri:

- consumatorul din nodul 3: 67,75 % din sursa 1 şi 32,25 % din sursa 2;
- consumatorul din nodul 4: 67,15 % din sursa 1 şi 32,85 % din sursa 2;
- consumatorul din nodul 5: 61 % din sursa 1 şi 39 % din sursa 2.

Pe baza acestor informaţii se pot stabili preţuri nodale [$/MWh] agregate în funcţie de cotele pe care le

deţin sursele la alimentarea consumatorilor şi de preţul nodal al energiei pentru fiecare sursă (tabelul 4).

- în nodul 3:0,6775·40,437+0,3225·40,108=40,3309
- în nodul 4: 0,6715·40,437+0,3285·40,108=40,3289
- în nodul 5: 0,61·40,437+0,39·40,108=40,3087

Aşadar, veniturile [$/h] colectate de la consumatori:

- consumatorul din nodul 3: 15,75·40,3309=635,21
- consumatorul din nodul 4: 10,64·40,3289=429,1
- consumatorul din nodul 5: 31,50·40,3087=1269,72

acoperă plăţile către surse (în cuantum total de 2333,7 $/h, conform tabelului 5) fără a mai crea VSC.

## Concluzii

În acest articol se propune tripla utilizare a unei metode de trasare a energiei electrice, MIS, la tratarea congestiilor:

- la formularea problemei de optimizare prin care se elimină congestiile; folosind trasabilitatea energiei limitele capacităţilor de transport se pot transfera asupra consumatorilor/surselor;

- la identificarea şi realizarea de contratranzite care să "creeze" o capabilitate suplimentară în beneficiul tuturor utilizatorilor reţelei;

- la suprimarea veniturilor din congestie, prin egalarea veniturilor (din încasări de la consumatori) cu plăţile (către surse) atît în fiecare portofoliu, cît şi global; se împiedică astfel realizarea de VSC de care să beneficieze participanţi "abili" la PEE sau proprietarul reţelei.

În procesul de tratare a congestiilor se fac anumite observaţii referitoare la efectele asupra participanţilor la piaţă. Acestea nu trebuie înţelese ca o pledoarie pentru vreuna dintre formele de management ale operatorilor comerciali. Scopul observaţiilor este doar de a reliefa transparenţa pe care o conferă procesului utilizarea trasabilităţii energiei în general şi MIS în particular.

**8. Notaţii**

MIS - metoda imaginilor sarcinilor (LIM - En)
ISO - operator de sistem (independent) - En
PEE - piaţa energiei electrice
VSC - venituri suplimentare din congestie
SI - soluţia iniţială a tratării congestiilor (propunerea ISO la prima iteraţie)
CCT - consumator capabil să creeze un contratranzit suplimentar
CTS - valoarea contratranzitului suplimentar de consumator (nivelul consumului suplimentar)
SCS - soluţia de tratare a congestiilor prin exploatarea unui CTS
n - numărul de noduri al reţelei
g, c - numărul de surse şi de consumatori

$\underline{I}_{gen,k}$ - curenţii injectaţi de generatoare (k=1...g )

$\underline{I}_{con,j}$ - curenţii injectaţi de consumatori (k=g+1...g+c )

$\underline{y}_{jk}$ - admitanţele longitudinale ( $j \neq k$ ) şi transversale ( $j = k$ ) ale reţelei ( $j,k = 1,...,n$ )

$GAC_k$ - echivalenţi rezultaţi prin agregarea generatoarelor şi consumatorilor ( $k = 1,...,g$ )

$G_1R$ - echivalentul pentru studiul "polarizării" reţelei de către nodul pivot

$G_jC_k$ - contribuţia sursei din nodul j la alimentarea consumatorului din nodul k ( $j = 1,...,g$ , $k = g+1,...,g+c$ )

$G_1N_k$ - echivalentul pe care se redă aportul sursei din nodul pivot la alimentarea $GAC_k$ ( $k = 2,...,g$ )

OP numărul de operatori PEE

**BIBLIOGRAFIE**


[1] Hale, D.R., Overbye, T.J., Leckey, T. *Competition Requires Transmission Capacity: The Case of the US Northeast.* În: Regulation, Vol. 23, No. 2, 1998, pp.40-45.

[2] Bialek, J. *Topological Generation and Load Distribution Factors for Supplement Charge Allocation in Transmission Open Access.* În: IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 12, no. 3, Aug. 1997, pp. 1185-1193.

[3] Kirschen, D., Allan, R., Strbac, G.*Contribution of Individual Generators to Load and Flows.* În: IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 12, No. 1, Feb. 1997, pp. 52-60.

[4] Kirschen, D., Strbac, G.*Tracing Active and Reactive Power between Generators and Loads Using Real and Imaginary Currents.*În: IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 14, no. 4, Novembre 1999, pp. 1312-1319.

[5] Bialek, J.*Elimination of Merchandise Surplus Due to Spot Price of Electricity.* În: IEE Proc. -Gener. Transm. Distrib., Vol. 144, no. 5, Sept. 1997, p. 400-405.

[6] Zobian, A., Ilic, M.D.*Unbundlig of Transmission Services. Part I: Technical Issues.* În: IEEE Trans. on Systems, Vol. 12, no. 2, May 1997, pp. 539-548.

[7] Ng, W.Y. *Generalised Generation Distribution factors for Power System Security Evaluations.* În: IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No. 3, Mars 1981, pp. 1001-1005.

[8] Gibrik, P.R., Angelidis, G.A., Kovacs, R.R: *Transmission Access and Pricing with Multiple Separate Energy Markets.* În: IEEE Trans. on Power Systems, Vol.14, No.3, Aug. 1999, pp. 865-876.

[9] Fang, R.S., David, A.K.*Transmission Congestion Management in an Electricity Market.* În: IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 13, no.3, Aug. 1999, pp. 877-884

[10] David, A.K. *Dispatch Methodologies for Open Access Transmission Systems.* În: IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 13, no. 1, Feb. 1998, pp. 46-53.

[11] Pai, M.A.*Computer Technique in Power System Analysis,* Tata McGraw-Hill, New Delhi, 1979, pp.169-170.



**Referent: prof. dr. ing. Petre Postolache – Facultatea de Energetică, UPB**

**(Primit la 6 decembrie 2000, acceptat la 7 ianuarie 2001)**

## Comentariu

Piaţa de energie electrică reprezintă o structură economică de dată recentă. Noutatea situaţiei şi particularităţile pe care le prezintă energia electrică în calitatea sa de "marfă" au făcut ca, în prezent, companiile de electricitate să lucreze cu reguli insuficient aprofundate şi într-un cadru juridic incomplet elaborat privind criteriile de acces la piaţă şi modul de formare a preţurilor.

Se constată că, în această ambianţă, elaborarea tarifelor pentru serviciul de transport este realizată într-un cadru difuz, imprecis enunţat, dominat de diferenţe notabile în modul de definire a serviciului de transport şi a tarifului aferent în diferite ţări. Nu este bine stabilită modalitatea în care tariful, prin funcţia sa de instrument economic, poate să asigure funcţionarea eficientă a structurii de transport şi dezvoltarea ei armonioasă.

Totodată, în măsura acumulării unei experienţe mai mari de funcţionare în noul context, se manifestă tot mai puternic părerea că veniturile şi cheltuielile ar putea fi transferate în mod inechitabil între companiile de transport sau că tariful stabilit pentru serviciul de transport nu ar reflecta corect toate cheltuielile ocazionate de exploatarea şi de dezvoltarea reţelei electrice, ţinînd seama de faptul că pe o piaţă concurenţială a energiei electrice reţeaua reprezintă atît infrastructura, cît şi piaţa.

Aceste considerente justifică încercările, tot mai frecvente, de realizare a unui "compromis" acceptabil între aspectul tehnic şi cel economic, între fenomenul fizic şi activitatea comercială, privind domeniul reglementării serviciului de transport. În acest effort se înscrie şi prezenta lucrare, care reprezintă o contribuţie la stabilirea gradului în care participanţii la piaţa de energie electrică utilizează reţeaua de transport în condiţiile unei pieţe congestionate.

Lucrarea are o serie de merite, subliniate în discuţiile purtate la masa rotundă, care o recomandă pentru publicare. Totodată, consider că este necesar să fac o serie de observaţii care nu afectează fondul acesteia:

1. Apreciez că este corect să se definească termenii a căror utilizare este propusă de autori. Aşa sunt, de exemplu, "trasabilitate" (provenite din cuvîntul englez "trasability"), "contratranzit".

2. Metoda folosită în lucrare sub numele de "metoda imaginii sarcinilor" este foarte sumar prezentată, astfel că – după părerea mea – face dificilă urmărirea şi înţelegerea calculelor dezvoltate.

În plus, dacă această metodă este, în fapt, cea a aruncării curenţilor de sarcină la nodurile generatoare, atunci devine discutabilă corectitudinea stabilirii contribuţiei fiecărui generator la "acoperirea" sarcinilor reţelei.

3. Analiza rezultatelor prezentate la pct. 5 nu este suficient de clară şi de sugestivă. O prezentare mai "aerisită" ar contribui la o mai bună înţelegere a modului de aplicare a metodei propuse.

4. Analiza critică a metodei propuse în raport cu altele aflate în "circulaţie" ar fi fost foarte bine venită, evidenţiind punctele "forte" ale demersului propus.

Consider că observaţiile de mai sus, deşi nu se referă la fondul lucrării, contribuie la o mai bună percepţie a acesteia şi apreciez că articolul – prin tematica abordată şi prin modul de tratare – este incitant şi constituie, cu siguranţă, un punct de plecare pentru dezvoltări ulterioare.

**prof. dr. ing. Petru Postolache**
**Facultatea de Energetică, UPB**

*Din experienţa în exploatare*

# IMPLEMENTAREA LA CONSUMATORII S.D.CONSTANŢA A SISTEMULUI DE CONTORIZARE CU PREPLATĂ A ENERGIEI ELECTRICE

ing. COSTEL VOICULESCU, ing. CLAUDIU POPOVICI*

*Preplata oferă o alternativă la sistemul convenţional de contorizare şi facturare al unei sucursale de distribuţie a energiei electrice. Conceptul de preplată este simplu - energia este plătită înaintea utilizării ei. Consumatorii nu mai aşteaptă cu incertitudine primirea unor facturi mari, sunt conştienţi de energia pe care o utilizează, iar ameninţarea deconectării este înlăturată. Pentru furnizor, preplata aduce beneficii semnificative - circulaţia banilor este fluidizată, frauda şi debitele sunt reduse. În final, şi probabil cel mai important pentru sucursala de distribuţie, consumatorii sunt mai multumiţi de serviciul de furnizare, ceea ce conduce la îmbunătăţire a relaţiilor furnizor-client .*

*Pre-payment offers an alternative to the conventional metering and billing system of an electricity distribution subsidiary. The pre-payment concept is a simple one – electricity (is paid for before its utilization. Consummers do no longer wait to receive a high bill, they already know how much electricity they consume, and thus the threat of being disconnected does no longer exist. For the supplier prepayment brings important benefits – the money flow is fluidized, fraud and debits are diminished. Last but not least and most importantly for the distribution subsidiary, the consumers are more satisfied with the supply service, which leads to the supplier – customer relations improvement.*

Descriptori : sistem de contorizare, contor cu preplată, cheie electronică, tranzacţii

## Introducere

Să ne imaginăm o utopie cum ar fi cazul unui consumator care îşi citeşte contorul cu precizie şi la intervale regulate, iar apoi vine la casieria sucursalei de distribuţie pentru a preda indexul şi pentru plata consumului corespunzător de energie electrică. Şi mai mult decît atît: consumatorul este gata să plătească în avans energia electrică. El nu a întîrziat cu plata şi nici nu dispare pur şi simplu fără să plătească. Dacă nu-şi poate permite să plătească energia, atunci îşi deconectează propria alimentare, pînă în momentul cînd îşi va putea permite să plătească din nou.

Ei bine, aceasta nu este chiar o utopie, aceasta este ceea ce într-adevăr contorizarea cu preplată oferă unei sucursale de distribuţie, şi anume:

- reducerea personalului şi a frecvenţei de citire a contoarelor (inclusiv echipamentele şi vehiculele aferente);
- eliminarea citirilor eronate;
- eliminarea întîrzierilor de plată a facturilor emise;
- nu mai este necesară procesarea citirilor de indexe;
- reducerea furturilor de energie;
- eliminarea deplasărilor personalului propriu pentru deconectare şi reconectare;
- eliminarea facturilor refuzate la plată, din diverse motive (indexuri greşite, indexuri oficiate etc.);
- eliminarea penalităţilor pentru plata cu întîrziere a facturilor şi a tuturor situaţiilor neplăcute ce decurg de aici.

## 1. Proiectul pilot

În cadrul Companiei Naţionale de Electricitate s-a decis introducerea, din a doua jumătate a anului 1998, a două zone experimentale de contorizare a energiei electrice cu plata anticipată. Aceste zone au fost organizate la sucursalele de distribuţie a energiei din Constanţa şi Bucureşti. Fiecare zonă cuprinde cîte 500 de contoare monofazate, două puncte de vînzare a creditului şi un punct central pentru conducerea sistemului şi gestiunea datelor.

Introducerea în premieră a sistemului cu preplata s-a făcut în cadrul S. D. Constanţa, unde, începînd cu luna iulie 1999, au fost montate contoarele cu preplată la micii consumatori, agenţi economici în majoritate din domeniul comercial, care sunt alimentaţi monofazat.

Procesul de instalare s-a încheiat în cursul lunii noiembrie 1999, montîndu-se 466 de contoare.

Rezolvarea problemelor de natură financiar-contabilă, tehnică şi de promovare a sistemului şi

* SD Constanţa

modul de administrare şi de mentenanţă al sistemului, de exemplu:

- descrierea sistemului;
- formalităţi privind montarea contoarelor;
- vînzarea-cumpărarea de energie electrică;
- tipul de factură şi administrarea facturărilor;
- rezilierea contractului de furnizare a energiei electrice;
- situaţii «anormale» în funcţionarea sistemului;
- posibilităţi de fraudare prin şuntarea contorului - semnalizarea fraudei;
- responsabilităţi.

Detalii referitoare la aceste aspecte sunt prezentate în [2].

## 2. Prezentarea şi descrierea elementelor componente ale sistemului

Un sistem standard de contorizare cu preplată operează pe trei niveluri. Sistemul este organizat piramidal. Pe primul nivel (inferior) sunt contoarele instalate la domiciliul clientului. Următorul nivel este punctul (staţia, terminalul) de vînzare, situat la casieria sucursalei sau, este posibil, şi la revînzători (magazine universale, benzinării cu program non-stop). Comunicaţia între punctul de vînzare şi contoare se face prin intermediul cheilor electronice, care sunt utilizate pentru încărcarea creditului în contoare. Pe nivelul superior se situează staţia master (serverul) a sistemului.

Sistemul instalat la S. D. Constanţa este de *tipul bidirecţional*, mediul de creditare fiind *cheia electronică reîncărcabilă* . Acesta este unul din cele trei tipuri de sisteme de contorizare cu preplată existente, celelalte două fiind:

- sistemul unidirecţional cu cartelă de unică folosinţă;
- sistemul unidirecţional adresabil (contoare cu cartele şi tastatură pentru încărcarea creditului).

Opţiunea pentru sistemul bidirecţional cu cheie electronică reîncărcabilă s-a luat pe baza unei analize tehnico-economice, efectuată de către S.C. Electrica S.A .

*Cheia electronică* - mediul de credit al sistemului - reprezintă un element fizic recunoscut de contorul cu preplată prin intermediul căruia i se comunică acestuia creditul (în mii lei) cumpărat. Principalele avantaje ale acestui mediu de creditare sunt nivelul ridicat de siguranţă împotriva tentativelor de fraudă şi posibilitatea realizării de comunicaţii bidirecţionale. Astfel, la introducerea cheii în contor, acesta primeşte informaţii privind creditul cumpărat de client şi eventuale modificări în structura tarifului (actualizări de preţ şi altele) şi transmite totodată pe cheie date privind starea sa. Transferul de informaţii nu poate avea loc decît dacă cheia este recunoscută, adică numărul de referinţă al clientului şi seria contorului înscrise pe cheie sunt identice cu cele memorate de contor la iniţializare. În acest fel, fiecare cheie electronică-client poate fi utilizată numai pentru contorul pentru care a fost creată.

Există şi un set de chei electronice speciale (de service), care permit executarea unor operaţii speciale la contoare, de exemplu schimbarea numărului de referinţă al clientului, invalidarea cheii electronice-client şi resetarea contorului (operaţii utile în cazul rezilierii contractului sau al schimbării titularului de contract), verificarea funcţionării contactorului de conectare-deconectare a contorului, invocarea creditului de urgenţă etc.

*Contorul de energie electrică cu preplată* este de tip electronic monofazat, prevăzut cu baza de timp internă, program de comutare zilnic şi registre de memorie pentru înregistrarea consumului diferenţiat zi-noapte (inclusiv în week-end). În cazul în care sistemul cu preplată va fi introdus şi la consumatorii casnici, contorul va fi programat să decrementeze creditul curent cu o valoare fixă la un interval prestabilit de timp - abonamentul de energie electrică. Contorul este prevăzut cu un buzzer pentru atenţionarea acustică a clientului în cazul în care creditul său devine nul. Dacă aceasta se întîmplă în timpul nopţii (intervalul $22^{00}$-$06^{00}$) sau în perioada de week-end (vineri ora $22^{00}$- luni ora $06^{00}$), contorul este programat să nu întrerupă alimentarea cu energie electrică. În acest caz, creditul din contor devine negativ. Pentru restabilirea alimentării, clientul poate utiliza creditul de urgenţă (credit negativ), prin introducerea cheii în contor. Creditul de urgenţă (10 % din consumul mediu al clientului) îi asigură consumul pe o perioadă rezonabilă de timp (circa 3 zile). Pentru a evita deconectarea, clientul trebuie să cumpere un credit care să restabilească o valoare pozitivă a creditului curent văzut de contor (debitele din contor sunt scăzute automat din creditul cumpărat de client).

Caracteristicile tehnice principale ale contorului tip KXB achiziţionat sunt: $I_b$=20 A, $I_{max}$=80 A, clasa de precizie 2, $I_{pornire}$ = 0,5% $I_b$, constanta impulsurilor 800 imp/kWh .

*Punctul (staţia, terminalul) de vînzare a energiei electrice* reprezintă locul în care se efectuează încărcarea şi citirea cheilor electronice. Pentru etapa experimentală, acesta este organizat la *Biroul Agenţi Economici* din cadrul *Centrului de Relaţii cu Clientela Constanţa* şi este dotat cu un calculator tip PC şi o unitate de citire-scriere. Editarea cheilor electronice (crearea, schimbarea tarifului, modificarea creditului de urgenţă etc.) se face prin intermediul unui program specializat (*Talexus-Customer Support Terminal*) achiziţionat o dată cu sistemul de la firma Schlumberger. Pentru emiterea facturilor şi înregistrarea automată a tranzacţiilor efectuate a fost dezvoltat un soft de gestiune tip bază de date, care permite un

management eficient al clienţilor care utilizează acest serviciu prin emiterea de rapoarte funcţionale.

*Serverul sistemului (staţia master)* reprezintă punctul central de configurare, urmărire şi gestiune. Acesta comunică bidirecţional cu staţia de vînzare, transferul datelor făcîndu-se fie prin modem telefonic, fie prin intermediul dischetelor, şi anume:

- de la staţia de vînzare sunt transmise informaţii privind tranzacţiile efectuate (de exemplu, creditul total zilnic vîndut şi altele);
- de la server sunt transmise informaţii privind modificările de tarife (actualizări ale preţului sau modificări de paliere orare).

### 3. Facturarea

Conceptul de preplată trebuie înteles în primul rînd ca un *sistem.* În mod evident, oamenii îl evaluează pe baza calităţilor tehnice ale contorului - elementul sistemului cu care ei interacţionează. Totuşi, trebuie reamintit că acesta nu este decît un instrument de măsurare a consumului şi de asigurare a decrementării creditului plătit. Întregul sistem de plată este de aceeaşi importanţă. Înainte de toate, motivul implementării oricărui sistem de contorizare este de a asigura modalităţi şi mijloace eficiente de colectare a veniturilor. Astfel, colectarea veniturilor şi managementul acestora şi al clienţilor din sistem sunt vitale.

În acest sens, au fost evaluate bazele de date-clienţi existente şi s-au reconfigurat şi actualizat cu noi cîmpuri, astfel încît să fie compatibile cu aplicaţiile specifice sistemului cu preplată. În momentul în care se încarcă pe cheie creditul cumpărat, toate datele de referinţă ale clientului sunt verificate şi dacă sunt validate este actualizată înregistrarea din baza de date-clienţi. Aceasta conţine un istoric cu toate tranzacţiile efectuate pentru respectivul client, cînd şi cît a cumpărat. La fiecare citire a cheii se compară «fotografia» acesteia cu datele corespunzătoare din baza de date.

Pentru a avea un sistem cît mai puternic de management şi de raportare, s-au stabilit informaţiile care trebuie colectate şi introduse pentru fiecare înregistrare client. De exemplu, se pot face rapoarte care să sorteze consumatorii în funcţie de consumul mediu prestabilit, valoarea creditului pe care-l cumpără şi intervalele la care se face cumpărarea. În acest fel se poate determina o posibilă fraudă.

Înainte de instalarea propriu-zisă a sistemului, s-a decis introducerea creditului de urgenţă şi a unei eventuale creditări a clientului în cazul în care creditul sau curent ajunge la zero în timpul nopţii sau al week-end-ului (credit «prietenos»).

### 4. Planul de marketing privind introducerea «serviciului cheie »

Cei mai mulţi consumatori privesc orice sistem nou cu suspiciune, în special în cazul în care nu au de ales. Din acest motiv, sarcina *Serviciului marketing* a fost de a pune în aplicare un suport informaţional care să raspundă dorinţei clienţilor de a cunoaşte funcţionarea noului sistem de contorizare. În acest sens, eforturile s-au direcţionat pe evidenţierea beneficiilor pentru clienţi şi pe transmiterea informaţiilor strict necesare pentru a utiliza sistemul cu cele mai bune rezultate.

Trebuie remarcat faptul că abonaţii noi sunt mai uşor de «educat» în ceea ce priveşte utilizarea sistemului, în comparaţie cu abonaţii existenţi. De asemenea, abonaţii nu trebuie obligaţi să accepte sistemul, sau instalarea contoarelor să fie privită ca o «pedeapsă», deoarece aceştia sunt rău-platnici.

Planul de marketing a avut două mari obiective: să spună utilizatorilor cum să folosească serviciul (*educaţia*) şi ce beneficii rezultă (*acceptarea serviciului*).

*Educaţia:*

- consumatorii trebuie să ştie cît şi unde să cumpere credit ;
- consumatorii trebuie să fie capabili să transfere cu succes creditul în contor;
- consumatorii trebuie să fie capabili să citească contorul, astfel încît să ştie cînd să reîncarce cheia;
- consumatorii trebuie să ştie cît este creditul curent disponibil în contor;
- consumatorii trebuie să ştie ce să facă sau pe cine să contacteze dacă întîmpină probleme în exploatarea sistemului.

*Beneficiile:*

- consumatorii au posibilitatea de plată flexibilă - cînd şi cît doresc;
- consumatorii nu mai sunt deconectaţi de către furnizor dacă au uitat sau dacă nu pot plăti energia consumată; în plus ei trebuie să ştie că nu mai este necesar să aştepte reconectarea din partea furnizorului şi deci nu mai există taxe pentru această operaţie;
- consumatorii au posibilitatea unei mai bune adaptări a consumului la resursele financiare disponibile.

Aspectele pozitive ale sistemului trebuie să fie continuu întărite. Este important ca utilizatorii să vadă preplata mai degrabă ca un beneficiu decît ca pe un mijloc de pedeapsă.

Următorul pas a fost stabilirea «vehiculelor» care să transmită mesajul: pliante şi presa locală. Pliantele au fost distribuite în avans tuturor clienţilor-ţintă, iar prin intermediul presei scrise şi audio-vizuale s-a promovat noul serviciu cheie, astfel încît să fie cît mai bine explicate conceptul şi beneficiile acestuia.

## 5. Sinteza privind starea sistemului cu preplată

Odată ce prima instalaţie experimentală a fost realizată este necesară o perioadă de investigare pentru a stabili încrederea în ceea ce priveşte gradul de eficienţă şi rezistenţă al sistemului şi pentru a dovedi îmbunătăţirile în ceea ce priveşte profitul. Acest lucru poate dura între 6 luni şi 2 ani. Numai atunci instalarea contoarelor şi a punctelor adiţionale de vînzare se vor extinde pe scară largă.

În mod concret, pentru determinarea efectelor utile ale aplicării sistemului la consumatorii S.D. Constanţa s-au stabilit rapoartele care vor sta la baza analizelor tehnico-economice:

- situaţia zilnică a vînzării de energie electrică;
- centralizatorul lunar al vînzării;
- situaţia consumatorilor care nu au efectuat nici o tranzacţie în termen de 30 de zile de la p.i.f.;
- situaţia consumatorilor care nu au efectuat nici o tranzacţie într-un anumit interval (de 3 luni, de 6 luni, 1 an);
- lista abonaţilor la care s-au montat contoare cu preplata în luna pentru care se face raportarea;
- situaţia contoarelor blocate (cauza blocării) şi rezilieri contracte în luna pentru care se face raportarea;
- situaţia vînzărilor pe sume (numărul de tranzacţii).

În tabelul 1 se prezintă date caracteristice sistemului instalat la S.D. Constanţa, iar în figurile 1, 2 şi 3 evoluţia lunară a numărului de tranzacţii, cantităţile de energie vîndută, precum şi valorile în lei a acestora în anii 1999 şi 2000.

*Tabelul 1*

| | |
|---|---|
| număr total de contoare primite: | 500 buc. |
| număr de contoare montate: | 466 buc. |
| număr contoare în stoc: | 34 buc. |
| număr contoare defecte (total):<br>• de la montaj<br>• după montare | 11 buc.<br>3<br>8 |
| număr de chei pierdute de către clienţi: | 10 buc. |
| Dinamica tranzacţiilor de la montare pînă în prezent, pe luni şi pe an:<br>• Număr de tranzacţii<br>• Valoarea totală<br>• Valoarea medie/tranuacţie | <br>3616 tranzacţii<br>1 362 917 840 lei<br>376 913 lei/tranzacţie |
| • Cantitate e.e. vîndută totală<br>• Cantitate medie/tranzacţie | 1 380 970,5 kWh<br>382 kWh/tranzacţie |
| Număr consumatori care realizează tranzacţii în valoare de:<br>• pînă în 250 000 lei/lună<br>• 250 000 – 500 000 lei/lună<br>• 500 000 – 1000 000 lei/lună<br>• peste 1000 000 lei/lună | <br>342 consumatori<br>70 consumatori<br>40 consumatori<br>14 consumatori |

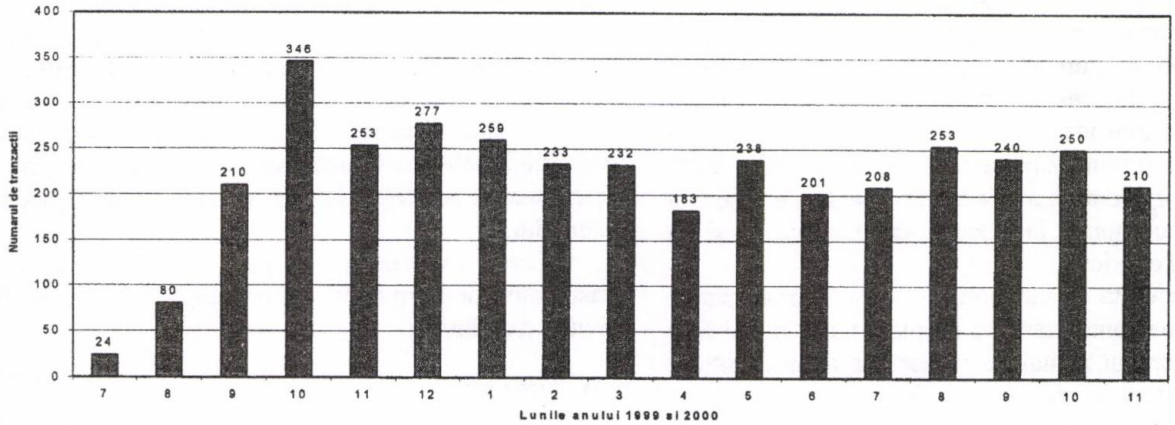



Fig. 1. Numărul de tranzacţii lunare efectuate de agenţii economici cu preplată în anii 1999 şi 2000.

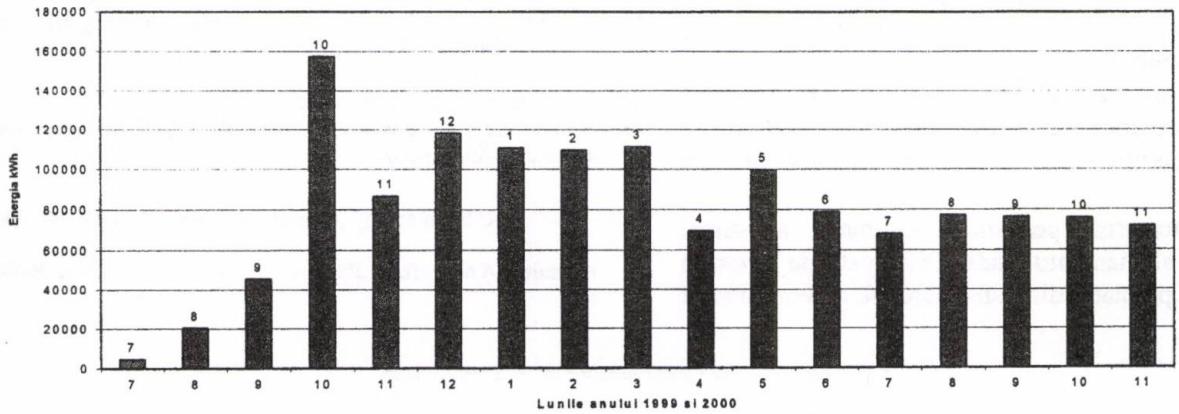



Fig. 2. Cantitatea de energie vîndută agenţilor economici cu preplată în anii 1999 şi 2000.

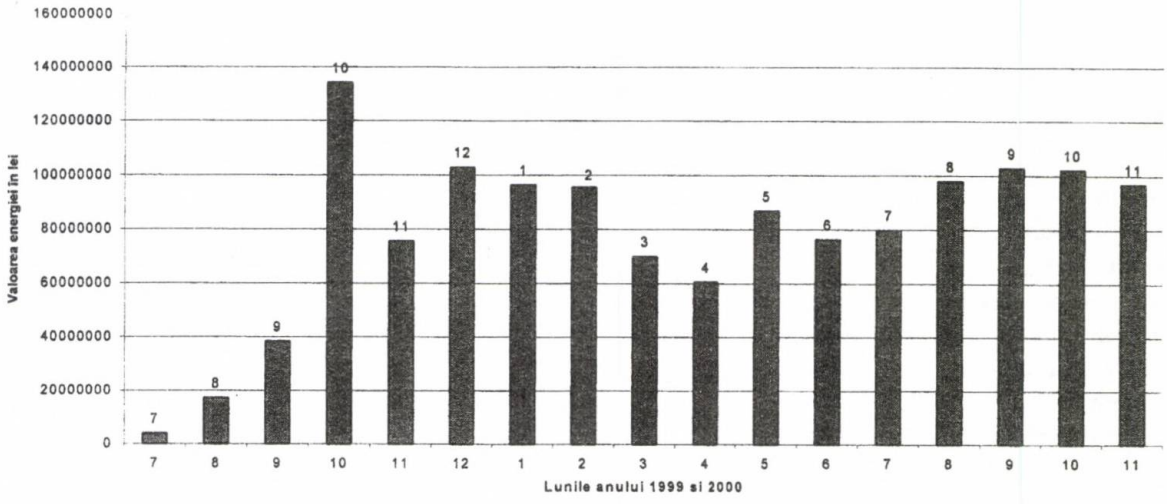



Fig. 3. Valorile, în lei, ale energiilor vîndute la agenţii economici cu preplată în anii 1999 şi 2000.

## Concluzii

Sistemul de contorizare cu preplată constituie o modalitate modernă de vînzare a energiei electrice, folosind ultimele noutăţi ale tehnicii în domeniul măsurării energiei electrice.

Avantajele utilizării unui astfel de sistem sunt deja cunoscute şi o parte din ele au fost menţionate în cuprinsul lucrării, deci nu mai insistăm asupra lor.

De remarcat impactul pozitiv pe care l-a avut asupra clienţilor, numărul celor care şi-au manifestat satisfacţia faţă de acest sistem fiind destul de mare, dar ceea ce este semnificativ este faptul că nu s-a primit nici o reclamaţie privind utilizarea sistemului. Mai mult, înregistrăm în continuare solicitări pentru extinderea sistemului nu numai la agenţii economici, ci şi la consumatorii casnici.

La această categorie de consumatori, implementarea contorizării cu preplată nu se poate face datorită sistemului actual de încasare a abonamentului radio prin factură de energie electrică.

S.D. Constanţa a propus trei variante de soluţionare:

- renunţarea la încasarea abonamentului radio de la această categorie de consumatori, aceştia urmînd a achita contra valoarea abonamentului direct la S.N. Radiocomunicaţii;

- încasarea abonamentului radio să se facă retroactiv, între două tranzacţii succesive; în acest fel se cunoaşte cu certitudine perioada pentru care se plateşte abonamentul;

- decrementarea periodică automată a sumei reprezentînd abonamentul radio (efectuată de contorul electronic cu preplată) din suma achitată de consumator pentru contravaloarea energiei electrice; în acest fel există riscul ca pe perioada în care nu este credit disponibil în contor şi nu se efectuează tranzacţii într-un interval imediat următor epuizării creditului, sucursala să achite totuşi această sumă la S.N. Radiocomunicaţii.

Luarea unei decizii în acest sens la nivel central (chiar cu modificarea HG 516/05.08.1994) va permite extinderea sistemului şi la consumatorii casnici.

Cît priveşte eficienţa economică reală, S.D. Constanţa poate pune la dispoziţia colectivului de specialişti din cadrul S.C. Electrica, care au efectuat studiul şi analiza economică înainte de achiziţionarea sistemului, toate datele necesare de care dispune pentru determinarea acesteia, la un an de la introducerea sistemului.

Oricum experienţa de pînă acum şi reacţiile consumatorilor permit ca extinderea sistemului să fie privită cu optimism.

**BIBLIOGRAFIE**

[1] Lungu, I., Săndulescu, Al., Soare, Ş. *Utilizarea la consumatorii din România a sistemului de contorizare cu preplată a energiei electrice.* În: Energetica, nr.11/1999.

[2] Voiculescu, C., Popovici, C. Procedura operaţională "Contoare monofazate cu preplata. Montare, Facturare".

[3] Tibbenman, M. *Implementing a prepayment system.* In: Metering International, nr.1/99.

[4] Tibbenman, M. *New keypad prepayment systems....* In: Metering International, nr. 4/98.

[5] Schlumberger Industries Electricity Management, *Descrierea sistemului Talexus Exp.*

**Referent: ing. Alexandru Săndulescu – ANRE**

**(Primit la 6 decembrie 2000, acceptat la 13 decembrie 2000)**

# SERVICIILE DE MANAGEMENT AL DATELOR – O RESURSĂ VITALĂ PENTRU PARTICIPANŢII LA PIAŢA EN-GROS A ENERGIEI ELECTRICE

- Articol publicitar -

**JULIAN ELLIOTT, SERGIO NICOLINI** - Schlumberger Resource Management Services
**ŞTEFAN GADOLA** - Energobit

## Introducere

Descentralizarea actuală a pieţelor de energie de pretutindeni forţează furnizorii de utilităţi să se adapteze la noile presiuni prin găsirea unor modalităţi mai potrivite de a se distinge de ceilalţi concurenţi şi să îşi îmbunătăţească eficienţa operabilităţii. Numeroase utilităţi sunt tentate să îşi menţină sau să îşi consolideze poziţia pe piaţă prin stabilirea unor relaţii cît mai strînse cu clienţii lor. Furnizorii de energie doresc creşterea eficienţei operaţionale şi îmbunătăţirea relaţiei lor cu consumatorii. Factorii motivaţionali pentru furnizorii de energie sunt creşterea eficienţei operaţionale, îmbunătăţirea relaţiei lor cu consumatorii şi nu în ultimul rînd creşterea profitabilităţii. Trecerea de la sistemul de monopol la piaţa concurenţială are loc prin mai multe etape, după o curbă a profitabilităţii (fig. 1) care de regulă traversează o zonă de "şoc" urmată de o restructurare care duce la creşterea profitabilităţii.

O piaţă competitivă impune eficienţă, iar eficienţa implică concentrare pe afacerile principale şi apoi servicii suplimentare. Etapele principale ale schimbărilor structurale sunt de obicei:

- deregularizare;
- diversificare;
- restructurare;
- privatizare.

În Europa se găsesc cele mai diversificate tipuri de pieţe de energie, de la piaţa de monopol (EDF, ENEL, fostul CONEL) şi pieţele regionale (cele din Germania, Olanda, Austria) la cele liberalizate, private şi restructurate (Marea Britanie, Norvegia). Această situaţie pare a fi complicată uneori de comerţul cu aceste utilităţi din anumite ţări – fiecare cu propria limbă, propriile condiţii comerciale şi nevoi ale pieţei.
Un sistem de date ultraselecţionate şi de management al acestora reprezintă cheia succesului. Sistemele de citire a contoarelor la distanţă permit utilităţilor obţinerea regulată sau frecventă a datelor ce privesc consumul sau cererea – iar prin procesarea acestor date în mod inteligent, serviciile pot realiza profilul real al consumatorilor şi pot prognoza cu o precizie adecvată consumul pentru cîteva zile.

Valoarea acestor profiluri reale este inestimabilă. Serviciile din prezent se află în inedita poziţie de a construi profiluri de consum fără precedent – motorul marketing-ului contemporan. Un avantaj competiţional mai semnificativ este oferit de disponibilizarea datelor pe Internet. Dar, deoarece numeroase servicii - în special cele care fac comerţ intenaţional şi care sunt implicate în piaţa de energie en-gros – nu au infrastructura necesară pentru achiziţionarea, procesarea şi diseminarea datelor de profil, există o nevoie crescîndă de servicii de management a datelor (Data Management Services –DMS) cu statut de terţă parte.

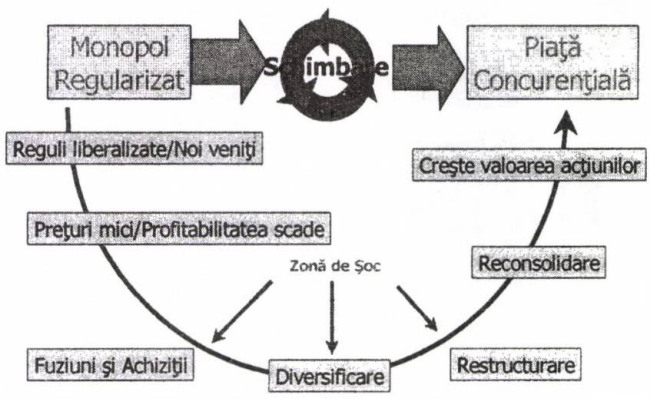



Fig. 1. Curba profitabilităţii la trecerea din monopol în piaţă concurenţială.

## 1. AMR (Automatic Meter Reading) - pion esenţial

Arhitectura serviciilor de management de date pentru un sistem de piaţă en-gros este exemplificată în figura 2, fiind alcătuită în principal din echipamentele de contorizare, de infrastructura de comunicaţii şi achiziţii de date şi de echipamentele de prelucrare şi stocare a datelor. Participanţii la piaţa en-gros conştientizează că posibilitatea de colectare rapidă, exactă, eficientă şi sigură a datelor este vitală pentru plata mărfii şi a impozitelor, precum şi pentru circulaţia fondurilor. Descentralizarea pieţei măreşte presiunea prin apariţia unui nivel crescut al aşteptărilor clientelei; faptul că cei care reglementează industria deseori operează colectarea de date contorizate la intervale de 5, 15, 30 sau 60 de minute reprezintă problema unor componente cu operare obligatorie în acest sens.

Presiuni similare sunt exercitate de serviciile care servesc sectorul casnic, unde practicile clasice ale citirii de contor anuale şi bianuale şi facturile estimate nu mai reprezintă un nivel satisfăcător.

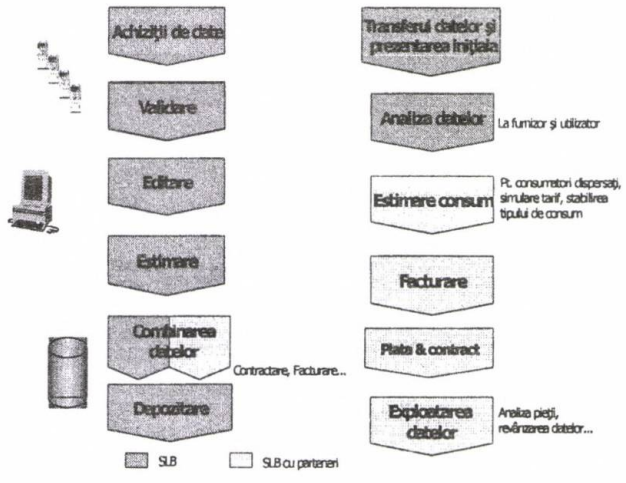



Fig. 2. Managmentul datelor.

*Colectarea* automată de date contorizate, AMR, susţinută de posibilitatea de procesare a acestora, validarea şi diseminarea informaţiei, reprezintă temelia unei strategii de management al datelor. Datele provenite de la contoarele echipate AMR şi registratoarele automate de date pot fi obţinute la cerere la intervale regulate, folosind diverse tehnologii de comunicare. Este deseori mult mai eficient ca preţ, de exemplu, să se utilizeze tehnicile PLC pentru a direcţiona datele de la contoarele dispersate înspre un centralizator de date şi apoi să se transfere la un punct de colectare local prin legătură telefonică, radio sau GSM.

*Achiziţionarea şi procesarea datelor* sunt funcţii vitale ale oricărei soluţii manageriale. Cu toate acestea stocarea unui volum mare de date cronologice astfel încît să fie şi uşor accesibile este o variantă complicată şi costisitoare. Problemele de redundanţă hard-ware, politicile existente, securitatea datelor şi integritatea lor trebuie toate avute în vedere, iar condiţiile de mediu necesare unei stocări prelungite sunt aspecte fundamentale. O bază de date cuprinzătoare şi strategiile de recuperare a acestora – care sunt obligatorii în unele pieţe descentralizate din lume – necesită o programare şi o întreţinere costisitoare. Un centru managerial larg de date oferă posibilitatea unor economii la scară largă, transformînd opţiunea de stocare a datelor de la sursă într-o soluţie eficientă ca investiţie.

Portofoliul internaţional şi competent al firmei Schlumberger în domeniul sistemelor de citire a contoarelor şi în cel al tehnologiilor, permite modelarea unor pachete de colectare a datelor şi de servicii de manipulare a acestora adecvate nevoilor clienţilor. Schlumberger are profesionalismul şi experienţa necesare desfăşurării tehnologiilor de comunicare destinate implementării sistemelor de colectare a datelor în orice mediu. Aceste tehnologii includ purtătorii de informaţie pe liniile de curenţi tari, telefoane mobile, PSTN, tehnologiile de transmisie radio şi prin satelit. Schlumberger acordă consultanţă în investigarea şi oferirea unui sistem de comunicaţii mixt optim, adecvat fiecărei situaţii în parte. Prin utilizarea tehnologiilor multiple de citire a contoarelor la distanţă, compuse din elemente independente, dar compatibile, Schlumberger oferă soluţii care vin în întîmpinarea nevoilor actuale şi permit perfecţionarea pentru viitor.

Operînd direct din propriul Centru de Date, sau de la site-ul clientului, Schlumberger are capacitatea de a supraveghea *colectarea de date sau procesarea* completă a acestora. Schlumberger deţine şi pune la dispoziţie un sistem de *validare, estimare şi editare* a datelor care fructifică experienţa firmei cu sistemele de colectare a datelor şi cu reglementările pieţei de energie la nivel mondial.

Deoarece majoritatea sistemelor de colectare a datelor sunt proiectate pentru o funcţionare automată, o *validare* reală este esenţială pentru eliminarea unei calităţi precare sau a posibilităţii de suspectare a datelor ce urmează a fi introduse în baza de date. Tehnicile de validare a datelor sunt folosite pentru verificarea preciziei datelor de contorizare.

După validare, tehnicile de *estimare* a datelor sunt utilizate pentru a veni în completarea omisiunilor sau a intervalelor de date incorecte, care pot fi prevăzute cu un grad de siguranţă rezonabil.

În cazurile rare, cînd datele care lipsesc din sistem nu pot fi estimate în modul automat, intervenţia manuală se impune pentru editarea datelor la valori pertinente faţă de reglementările locale şi contracte.

*Stocarea* unei cantităţi mari de date cronologice, astfel încît aceasta să poată fi accesată la nevoie, este o procedură mai complicată şi costisitoare decît la prima vedere. Probleme de redundanţă hard, securitatea şi integritatea datelor trebuie avute în vedere în totalitatea lor, precum şi condiţiile de mediu necesare mediilor de stocare a datelor pe termen lung.

Uneori obligatorii în pieţele descentralizate la nivel mondial, prevederea unei *rezerve* substanţiale şi *strategiile de recuperare* au prin natura lor un cost mare de implementare şi întreţinere. Totuşi, există economii substanţiale făcute prin operarea la nivelul unui centru de date de largă cuprindere, care face ca funcţia de stocare a datelor de la sursă să devină o opţiune foarte eficientă din punctul de vedere al costului pentru numeroase servicii.

Schlumberger deţine o capacitate extinsă de management al datelor, bazată pe experienţa îndelungată în domeniul industrial şi pe o gamă variată

de tehnologii proprii şi în colaborare cu partenerii specialişti în IT. Firma are capacitatea de a gestiona toate sistemele de prezentare şi stocare a datelor, incluzînd formatarea, descărcarea, stocarea şi arhivarea acestora. Acest lucru este posibil prin Centrul de Date propriu şi dedicat acestui scop, unde specializarea şi volumul acestora permite implementarea cu cost redus a sistemelor şi a proceselor la nivel "state-of art".

## 2. Funcţiile complexe ale integrării

Pentru a aduna toate elementele variate inerente unei soluţii de management al datelor sunt necesare abilităţi în domeniul sistemului de integrare şi al proiectului managerial. Majoritatea sistemelor de management al datelor existente se bazează mai degrabă pe arhitecturi desemnate de proprietar şi nu pe cele deschise, ceea ce înseamnă că este nevoie de un efort considerabil pentru a le modifica în vederea satisfacerii cerinţelor pieţei descentralizate. Aceasta necesită cunoştinţe specializate ce privesc întregul lanţ fluctuant al datelor, de la drepturi de contorizare pînă la plată. Dar scenariul european este unul în care fiecare ţară se află într-un stadiu diferit al procesului de descentralizare şi unde fiecare urmează propriul set de normative şi condiţii comerciale. În ceea ce priveşte serviciile utilitare care intenţionează să desfăşoare un comerţ naţional şi internaţional, scara la nivelul infrastructurii reprezintă o dificultate. Nu este surprinzător faptul că majoritatea pare a-şi epuiza soluţiile proprii de management al datelor, căutînd companii specializate care pot furniza şi opera acest serviciu în numele lor.

Există un număr de servicii de management al datelor – ca terţă parte - în Europa, dar Schlumberger este unica firmă care oferă serviciile la nivel paneuropean. S-au stabilit deja sistemele de colectare locală a datelor în Belgia, Franţa, Germania, Italia, Portugalia, Spania şi Marea Britanie (fig. 3) şi se intenţionează adăugarea altora. Fiecare din aceste sisteme se ocupă de colectarea datelor de contorizare de la toţi participanţii de utilităţi din ţara respectivă, cu o frecvenţă determinată de specificitatea fiecărui contract în parte şi totodată de transmiterea lor mai departe la noul centru de servicii de management al datelor şi web de la Karlsruhe.

Fiecare facilitate este reprezentată de personal local, fapt ce conferă servicilor utilitare avantajul competitiv de a asigura clientela cu prezenţă locală. După achiziţionare, datele sunt verificate (erori, omisiuni) – chiar cu reaprobarea unor contoare dacă este cazul - şi apoi transmise la Karlsruhe prin reţeaua sigură şi privată de informaţii SCHLUMBERGER (SiNET).

Cea mai substanţială resursă aflată la dispoziţia oricărei utilităţi este informaţia despre baza de clienţi şi despre modul acestora de a consuma energia. Procesată în mod adecvat, această informaţie poate aduce numeroase avantaje în competiţie, cum ar fi adoptarea

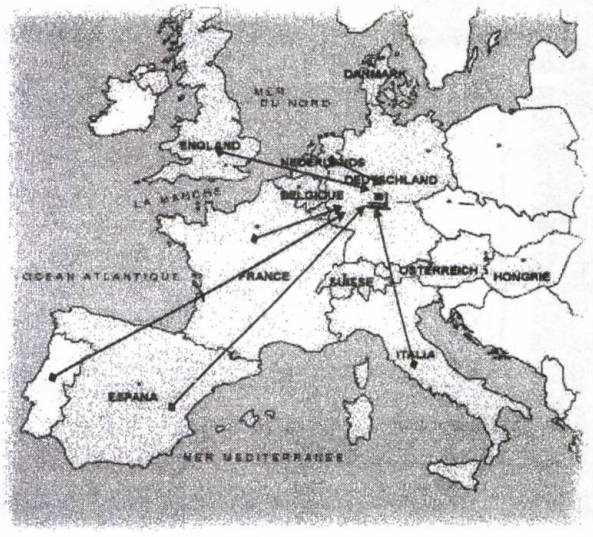



Fig. 3. Centrul de date european din Karlsruhe.

unor procese de facturare eficientizate prin consolidarea relaţiei cu clientela şi prin introducerea unor servicii suplimentare îmbunătăţite. Toate acestea contribuie la creditarea lor din partea clienţilor – loialitatea fiind cea mai importantă consideraţie pentru oricare serviciu care operează într-un mediu descentralizat.

O problemă particulară a pieţei en-gros este contorizarea serviciilor de sistem. Contoarele statice inteligente rezolvă această problemă, înregistrînd:

- pierderile de energie activă în reţelele de transport;
- în regim de reglaj secundar frecvenţă – putere;
  - banda totală de reglaj;
- rezerva de putere corespunzătoare reglajului terţiar;
  - rezerva turnantă;
  - rezerva terţiară rapidă şi lentă;
- puterea reactivă necesară pentru reglajul tensiunii (reglaj U/Q) în funcţie de diagrama de performanţă a grupurilor P-Q.

Pentru toate aceste servicii se emit rapoarte orare şi zilnice. În afară de aceste rapoarte alte servicii de management al datelor oferite de Schlumberger sunt:

- curbe de sarcină: simple şi multiple (fig.4);
- simulare tarife şi consumuri (fig.5);
- generare de contor virtual;
- rapoarte - consumuri,
  - servicii de sistem.

Piaţa europeană pentru DMS promite o dezvoltare semnificativă, iar SCHLUMBERGER şi-a dorit acest statut de leader. Prin introducerea unui nou sistem de management al datelor şi al centrului de servicii web în toată Europa, compania consideră că acum se află în poziţia de a acorda ajutor serviciilor de utilităţi pentru a se adapta la condiţiile instabile ale pieţei din zona respectivă.

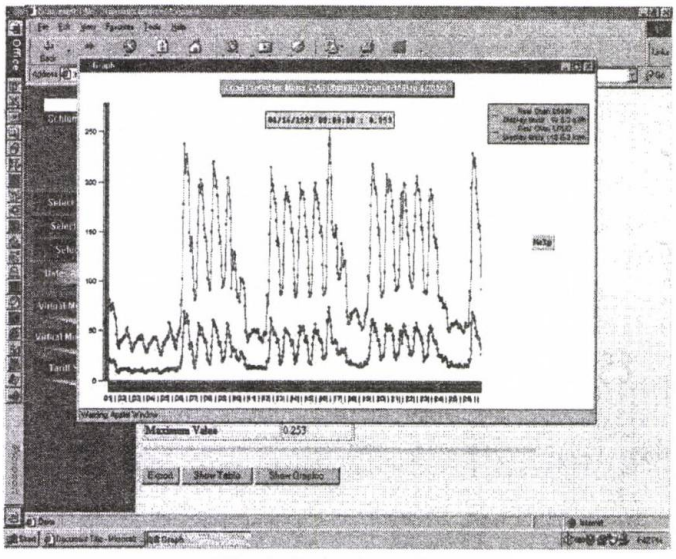


Fig. 4. Curba de sarcină

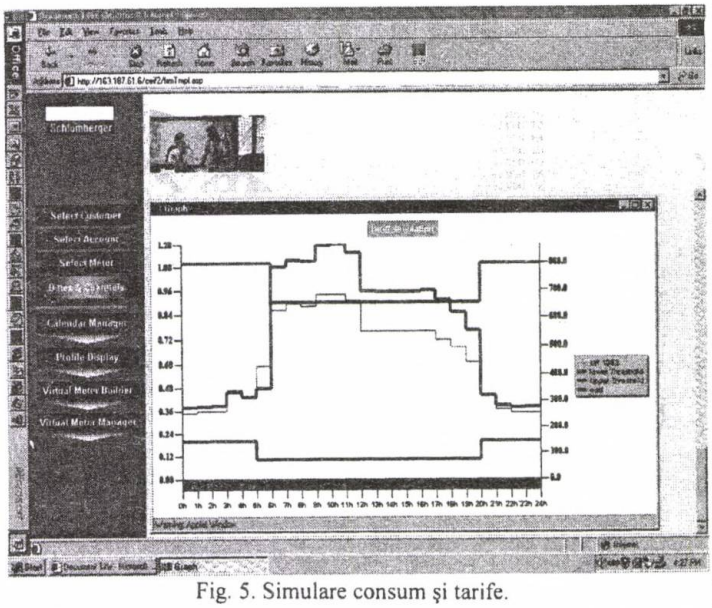


Fig. 5. Simulare consum şi tarife.

## 3. Centrul de management al datelor - Schlumberger

Centrul SCHLUMBERGER de mangement al datelor din Karlsruhe reprezintă pivotul unei adevărate reţele paneuropene de date (fig. 6). Sistemul principal al centrului este conceput pe o arhitectură cu trei niveluri, cuprinzînd serverele de comunicare, serverul cu baza de date şi cel de web. Serverul de web rezolvă cererile venite la serverul de bază de date şi pregăteşte paginile ce urmează a fi trimise la browser-ul web al clientului. Pregătirea paginilor se bazează pe pagina tehnologică a Serverului Activ Microsoft şi pe Visual Basic şi conţin straturi Java, care sunt trimise ca fişiere Jar pentru a asigura procesarea şi prezentarea pe browser-ul web al clientului.

Traficul pe reţea este optimizat pentru viteza de transmisie şi interactivitatea maximă. Cînd procesarea implică un set de date considerabil ca mărime, ca de exemplu agregarea pe grilă, aceasta este realizată de serverul de bază de date prin procedurile PLS/SQL şi doar rezultatul este transmis clientului prin reţea. Totuşi, cînd se impune un înalt grad de interactivitate, precum o analiză a profilului sarcinii, datele sunt transmise clientului într-o formă compactă spre procesare şi analiză, pornind de la premisele acestuia.

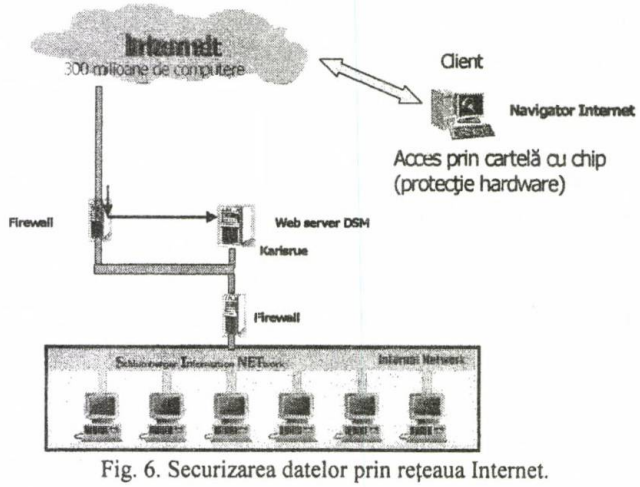



Fig. 6. Securizarea datelor prin reţeaua Internet.

Datele sunt obţinute prin facilităţile de colectare ale fiecărei ţări, utilizînd diverse pachete AMR şi protocoale de comunicaţie specifice mediului local de contorizare. Actualmente se dezvoltă soluţii de reţea virtuală privată, care ar permite o monitorizare în timp real şi publicarea pe web a datelor energetice prin utilizarea infrastructurii existente SCHLUMBERGER INTRANET, minimalizînd astfel costurile de comunicare.

Datele procesate la acest centru din Karlsruhe sunt preluate de un server web securizat, pentru a se afla astfel la dispoziţia serviciilor vizate. Accesul este restricţionat la utilizatorii autorizaţi de o varietate de caracteristici de securitate, care includ tehnologia unui layer priză sigur, semnături digitale şi encryption privată bazată pe card (vezi fig.4). Confidenţialitatea este critică la acest tip de servicii, astfel că Schlumberger foloseşte proceduri riguroase pentru a se asigura că informaţia este pusă doar la dispoziţia anumitor persoane şi că aceasta nu poate fi copiată sau redirecţionată înspre părţi neautorizate.

Severul web utilizează un software de ultimă oră, incluzînd straturile Java, pentru a furniza utilizatorilor autorizaţi pagini web interactive complete (vezi fig. 4 şi 5). Utilizatorii pot dispune cu uşurinţă de date ulterioare – cu listare completă şi facilităţi zoom - şi pot îndeplini sarcini precum comparaţii zilnice sau săptămînale ale alimentării sau consumului energetic, fără a fi nevoie de reaccesarea datelor.

Principalele avantaje ale serviciilor de management al datelor prin Internet sunt:

- internetul este un canal de date bidirecţional de mare volum la care au acces toţi participanţii la piaţa en-gros;

- cost redus;
- nivel înalt de flexibilitate;
- poate deservi şi consumatorii (fie ei mari, mijlocii sau mici chiar şi casnici);
- acces la date sub format portabil (LOTUS 123, Excel...);
- particularizarea consumului pe diferite niveluri de tensiuni, regiuni, sucursale;
- unelte de analiză a datelor (tip de consum, curbe de sarcină, analiza vîrfurilor de consum...);
- cost redus de administrare;
- posibilitatea de a cuceri noi pieţe geografice (internetul nu are hotare).

Serviciile existente pe pieţele competitive au recunoscut importanţa sistemelor IT în asigurarea eficienţei operării. Cursul fluent, sigur şi rapid al datelor prin buna lor organizare, de la contor pînă la colectarea veniturilor, este vital. Pentru serviciile care se confruntă cu perspectiva deregularizării şi a competiţiei, deciziile de îmbunătăţire sau înlocuire a sistemelor moştenite critice şi selectarea şi adoptarea noilor softuri şi echipamente sunt aspecte cruciale. Aspectele problematice de cost, funcţionare, capacitate sau extindere şi noile tehnologii trebuie să fie integrate natural şi cu succes în cadrul sistemelor existente şi al proceselor inerente afacerilor.

Pieţele descentralizate generează numeroşi noi operatori, agenţi şi terţe părţi. Integrarea naturală a volumului de informaţii în structurile acestora este esenţială pentru o operabilitate şi profitabilitate eficientă, inerente participanţilor pe piaţă. Deseori, sistemele existente nu sunt bazate pe arhitecturi "deschise", astfel încît un efort considerabil este necesar pentru a le modifica şi adapta la noile cerinţe ale pieţei descentralizate.

Integrarea de succes a noilor sisteme în cadrul celor deja existente necesită o înţelegere aprofundată a întregului lanţ fluctuant de date, de la contor pînă la plata finală. Schlumberger se bazează pe experienţa sa la nivel global cu pieţele descentralizate şi pe capacitatea sa de management condus la scară mondială pentru a evalua procesele existente, pentru a proiecta şi implementa soluţii integrate pentru clienţi. Astfel firma Schlumberger aduce îmbunătăţiri semnificative în eficienţa operativă a clienţilor săi. Serviciile de integrare în sistem Schlumberger presupun mai întîi o strînsă colaborare cu clientul în vederea înţelegerii şi evaluării corecte a sistemelor existente. Aceasta deseori include construirea modelului cost-to-serve (cheltuieli pe servicii). Într-o a doua etapă urmează propunerile de redesfăşurare a resurselor şi gîndirea şi aplicarea inovaţiilor. Sistemele sunt integrate o dată cu procese de afaceri de finețe pentru a se închega o abordare IT cuprinzătoare la acest nivel în vederea distribuirii datelor energetice. Şi ca ultimă fază, Schlumberger oferă servicii de operare, întreţinere şi inovare a sistemelor, care urmăresc optimizarea permanentă a eficienţei în operare, îmbunătăţind radical serviciul utilitar respectiv şi imprimîndu-i capacitatea de adaptare la mediul de afaceri.

Pentru clienţii comerciali şi industriali datele detaliate de consum sunt importante în a-i sprijini în gestionarea propriei cereri de energie şi în reducerea cheltuielilor printr-un consum energetic mai redus, precum şi în alegerea avantajoasă între diverse tarife. Furnizarea unor astfel de date oferă serviciilor ocazia de a face o ofertă mai solidă clienţilor, încurajîndu-le acestora loialitatea şi securizîndu-le poziţia pe piaţă. Datele de consum - atît cele prognozate, cît şi cele actualizate – reprezintă aspectul cheie în reducerea riscului financiar şi în maximizarea eficienţei prin întreg ciclul de furnizare a energiei.

Bazîndu-se pe experienţa bogată la nivel mondial, firma Schlumberger este capabilă să ofere consultanţă, să implementeze şi să opereze monitorizarea energiei, prognoza sarcinii şi sistemele de management energetic pentru serviciile de utilităţi şi clienţii săi.

Portofoliul profesional al firmei Schlumberger şi al partenerilor săi cuprinde metodologia necesară evaluării sistemelor actuale, capacitatea de a aduce îmbunătăţiri şi tehnologia de proiectare şi operare a soluţiilor pentru o profitabilitate mărită.

Pentru furnizorii de servicii energetice care operează pe o piaţă de energie competitivă, capacitatea de a prognoza exact cererea este esenţială pentru negocierea contractelor de furnizare şi în consecinţă pentru profitabilitate. Prognozarea inexactă poate genera nevoia de cumpărare a energiei la preţuri relativ mari sau chiar penalizări şi datorii prin încălcarea contractelor.

## SOMAIRE

**Ion Lungu, Alexandru Săndulescu**: Table Ronde "Les produits IT destinés au marché de l'électricité et à la mesure de l'énergie" 55
**Paul Gheorghiescu, Dumitru Drăguşin, Mihaela Dragomir, Mihai Stoican**: Logiciel spécialisé dans l'insertion du fonctionnement des centrales hydrauliques dans la courbe de charge, avec application dans la présentation de l'offre journalière de la société Hidroelectrica SA 57
**Ion Conecini**: Le marché de l'énergie impose la création d'une base de données 62
**Ion Lungu, Alexandru Săndulescu**: La mesure de l'énergie électrique dans les transactions du marché concurentiel de Roumanie 66
**Fănică Vatră, Hermina Albert, Ana Poida, Traian Mazilu, Constantin Mocanu, Radu Struţu**: Systeme informatisé pour la mesure à distance et la gestion de l'électricité sur le contour de la société de distribution de la ville de Bacau face aux nouvelles réglementations de l'ANRE (Association nationale de réglementation dans le domaine de l'énergie 69
**Marius Pomârleanu, Lia Bejuscu, Livia Stan**: Le tarif dans les transactions de transport de l'électricite entre les consommateurs éligibles et les producteurs (le logiciel TRANZIT) 75
**Leonardo Geo Mănescu, Ion Mircea, N. Hadjsaid**: L'utilisation de la traçabilité de l'énergie électrique dans l'allègement des congestions qui se produisent dans les réseaux de transport 79

**L'EXPERIENCE EN SERVICE**
**Costel Voiculescu, Claudiu Popovici**: L'implantation du système de comptorisation à paiement anticipé de l'électricité chez les consommateurs de la société de distribution de la ville de Constanta 90

*

**Julian Elliott, Sergio Nicolini, Ştefan Gadola**: Les services de gestion des données - une ressource vitale pour les participants du marché en gros de l'électricité 95

**DE PERSONIS** 61

**INFORMATIONS** 78

BUDAPESTI MŰSZAKI ÉS GAZDASÁGTUDOMÁNYI EGYETEM * Műszaki Információs Központ és Könyvtár Országos 2001

## CONTENTS

**Ion Lungu, Alexandru Săndulescu**: Round Table: "IT products for the energy market, including electricity measuring products" 55
**Paul Gheorghiescu, Dumitru Drăguşin, Mihaela Dragomir, Mihai Stoican**: Software dedicated to the hydroelectric power plant operation framing within the load curve necessary for the daily offer development 57
**Ion Conecini**: Energy Market requires the development of a data basis 62
**Ion Lungu, Alexandru Săndulescu**: Measurement of electricity traded through the Romanian competitive market 66
**Fănică Vatră, Hermina Albert, Ana Poida, Traian Mazilu, Constantin Mocanu, Radu Struţu**: Information System for the remote measurement and management of electricity within Bacău Distribution Subsidiary in agreement with the new ANRE regulations 69
**Marius Pomârleanu, Lia Bejuscu, Livia Stan**: The tariff of electricity transmission transactions between the eligible consumers and generators (TRANZIT computation program) 75
**Leonardo Geo Mănescu, Ion Mircea, N. Hadjsaid**: Utilization trasability of electricity for solving transmission network overflows 79

**EXPERIENCE IN OPERATION**
**Costel Voiculescu, Claudiu Popovici**: Implementation of the electricity pre-payment metering system to Constanţa SD consumers 90

*

**Julian Elliott, Sergio Nicolini, Ştefan Gadola**: Data management services a first rate resource for the participants in the whole-sale electricity market 95

**DE PERSONIS** 61

**INFORMATION** 78

## INHALT

**Ion Lungu, Alexandru Săndulescu**: Gespräch am runden Tisch "HiTec-Erzeugnisse für den Elektroenergiemarkt, einschließlich für die Energiemessung 55
**Paul Gheorghiescu, Dumitru Drăguşin, Mihaela Dragomir, Mihai Stoican**: Spezial software zur Einschreibung des Wasser-KW-Betriebes in den täglichen Lastplan des NES zur Anwendung bei der Erarbeitung des täglichen Angebotes der S.C.Hidroelectrica S.A. 57
**Ion Conecini**: Der Elektroenergiemarkt erfordert eine Datenbank 62
**Ion Lungu, Alexandru Săndulescu**: Die Messung der auf dem Konkurenzmarkt Rumäniens verhandelten Elektroenergie 66
**Fănică Vatră, Hermina Albert, Ana Poida, Traian Mazilu, Constantin Mocanu, Radu Struţu**: Informatiksystem zur Fernmessung und zum Management der Elektroenergie auf dem Umriss des VF Bacau im Einklang mit den neuen Regelungen der NARE 69
**Marius Pomârleanu, Lia Bejuscu, Livia Stan**: Der Tarif für Geschäfte zur Elektroenergieübertragung zwischer den wälbaren Verbrauchern und Erzeugern (das Programm "TRANZIT " 75
**Leonardo Geo Mănescu, Ion Mircea, N. Hadjsaid**: Die Anwendung der Trassenwahl der Elektroenergie bei der Behandlung der Überlastungen des Übertragungsnetzes 79

**AUS DER BETRIEBSERFAHRUNG**
**Costel Voiculescu, Claudiu Popovici**: Die Implementierung bei den Verbrauchern der VF Constanta des Zählersystems mit Vorzahlung der Elektroenergie 90

*

**Julian Elliott, Sergio Nicolini, Ştefan Gadola**: Die Daten-Management-Dienstleistungen - eine lebenswichtige Ressource für die Teilnehmer am Elektroenergie - en gros - Markt 95

**DE PERSONIS** 61

**INFORMATION** 78

## СОДЕРЖАНИЕ

Ион Лунгу, Александру Сэндулеску: Беседа за круглым столом Специальный выпуск "Изделия ВТ для рынка электроэнергии, в том числе для измерения энергии 55
Паул Георгиеску, Думитру Дрэгушин, Михаела Драгомир,Михай Стойкан: Специальная программа ЭВМ для вписания работы ГЭС в суточный график нагрузки НЭС применительно к разработки суточной ефефты Т.О.Гидроэлектрика А.О. 57
Ион Конечини: Рынок электроэнергии требует банка данных 62
Ион Лунгу, Александру Сэндулеску: Измерение электроэнергии предлагаемой на конкуренциальном рынке Румынии 66
Фэникэ Ватрэ, Нермина Аберт, Ана Пойда, Траян Мазилу, Константин Мокану, Раду Струцу: Информатическая система телеизмерения и управления в области электроэнергии по контуры Расиределительного Филиала Бакэу согласно новым правилам НАРЭ 69
Марюс Помырлеану, Лиа Бежуску, Ливиа Стан: Тариф сделом по передачи электроэнергии между выборными потребителями и производителями (Вычислительная программа TRANZIT) 75
Леонардо Гео Мэнеску, Ион Мирчеа, Н. Хаджсаид: Исползование электроэнергии при разрешении перегрузок сетей передачи 79

ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ОПЫТА
Костел Войкулеску, Клаудю Поповичь: Внедрение у потребителей РФКонстанца системы счета с предоплатой за электроэнергию 90

*

Жулиан Еллиот, Серджио Николини, Штефан Гадола: Услуги по управлению данными жизненноважный рессурс для участнимов на оптовом рынке электроэнергии 95

**DE PERSONIS** 61

ИНФОРМАЦИЯ 78

## Asociația Științifică și Tehnică a Energeticienilor din România "ENERGETICA"

# REGULAMENT

## DE ACORDARE A PREMIULUI "PAUL DIMO" PENTRU CONTRIBUȚII ȘTIINȚIFICE MAJORE VIZÂND SISTEME ELECTROENERGETICE MAI EFICIENTE

**Prevederi generale**

Premiul "Paul Dimo" se acordă tinerilor specialiști, o dată la doi ani, pentru o contribuție științifică majoră privind realizarea și funcționarea sistemelor electroenergetice și, ca un criteriu complementar, pentru merite în întreaga activitate în domeniu. Premiul se decernează pe bază de concurs, începând cu anul 1999, de către Asociația Științifică și Tehnică a Energeticienilor din România prin Comisia constituită în acest scop. Tematica, datele și criteriile particulare de concurs se publică în presa de specialitate, nu mai târziu de primul trimestru al anului de decernare a premiului.

**Tematica**

Propunerile pentru premiul "Paul Dimo" vor fi constituite dintr-o lucrare științifică publicată, de certă originalitate și înaltă calitate, și dintr-o documentație (cerere de înscriere, Curriculum Vitae, lista lucrărilor publicate), care evidențiază rezultatele activității participanților respectivi în domeniu. Pot fi premiate numai lucrări științifice publicate în reviste de specialitate consacrate, din țară sau străinătate, precum și teze de doctorat susținute cu maximum 5 ani înainte de data acordării premiului. Rezultatele obținute trebuie să fie, în mod obligatoriu, competitive cu realizările de vârf din domeniu la nivel internațional. Documentația justificativă trebuie să ajungă la Comisie cu cel puțin 3 luni înainte de termenul anunțat pentru decernarea premiului.

**Comisia**

Comisia de selecție a propunerii și de decernare a premiului se compune din 11 specialiști recunoscuți în domeniu, desemnați de Asociația Științifică și Tehnică a Energeticienilor din România în conformitate cu statutul acesteia, din partea: Asociației Științifice și Tehnice a Energeticienilor, Academiei Române, Transelectrica S.A., Electrica S.A., Termoelectrica S.A., Hidroelectrica S.A., ICEMENERG, ISPE S.A., ICPET S.A., Universității "POLITEHNICA" București, precum și un reprezentant al sponsorilor. Comisia va avea un președinte, un vicepreședinte și un secretar, aleși la fiecare patru ani de și dintre membrii acesteia. Membrii Comisiei nu pot participa la concurs.

**Punctajul**

Pentru fiecare propunere primită în condițiile prezentului regulament, Comisia stabilește un punctaj ca medie aritmetică a punctajelor indicate de fiecare membru. La egalitate de punctaj, ordinea este stabilită de cel al președintelui. Secretul asupra propunerilor primite și punctării acestora este asigurat de către președinte și secretar. Pot fi acordate, cumulativ: maximum 6 (șase) puncte pentru lucrarea (contribuția) premiată și maximum 4 (patru) pentru activitatea științifică generală în domeniu. Criteriile de bază pentru determinarea punctajului sunt originalitatea (creativitatea), competitivitatea în plan național și internațional, impactul potențial în domeniu și concordanța cu tema premiului. La participarea în colectiv, punctajul pentru activitatea științifică se determină în funcție de ponderea participării la lucrarea propusă. Comisia poate acorda în plus 0,5 puncte dacă autorii desfășoară în mod curent o activitate profesională în afara sferei cercetării sau a învățământului superior sau dacă au, fiecare, vârsta de cel mult 30 ani.

**Participanții**

La concursul pentru premiul "Paul Dimo" se poate participa individual sau în colectiv. Participanții vor avea vârsta de cel mult 35 ani, împliniți în anul de decernare a premiului. La participarea în colectiv se va preciza sub semnătură, în procente, ponderea contribuției fiecărui membru la lucrarea propusă pentru premiere. Este de înțeles că premiul se împarte între membrii unui colectiv proporțional cu nivelul contribuției aduse la realizarea lucrării premiate.

# S.C. ICEMENERG S.A.
## Institutul de Cercetări și Modernizări Energetice

Bd. Energeticienilor 8, 74568, București 3, România
Tel: (+40-1) 321 32 41 ● Fax: (+40-1) 321 10 10
mail: icemenerg@icemenerg.vsat.ro ● Web Page: http://www.icemenerg.vsat.ro


## OFERTĂ DE SERVICII:

- *Cercetare aplicativă și dezvoltare*
- *Inginerie, audituri, certificări, testări, probe și măsurători, expertize în laborator și pe teren, asistență tehnică*
- *Consultanță în relația energiei cu mediul ambiant*
- *Studii generale, de planificare și de strategie sectorială, evaluări de programe*
- *Studii tehnice de prefezabilitate și fezabilitate, proiecte de instalații și tehnologii*

## DOMENII DE EXPERTIZĂ:

### ➢ *TERMOMECANICĂ*

- ⇨ ***Retehnologizarea echipamentelor energetice***
- ⇨ ***Tehnologii de diagnoză. Analize de avarii. Expertizarea stării tehnice a instalaţiilor energetice***
- ⇨ ***Instrucţiuni, proceduri, normative pentru exploatarea instalaţiilor energetice***
- ⇨ ***Soluţii şi documentaţii de conservare pe termen lung a blocurilor energetice***
- ⇨ ***Recuperatoare de căldură cu tuburi termice: soluţii, proiectare, realizare, implementare***
- ⇨ ***Proiectare schimbătoare de căldură, probe (măsurători) complexe la instalaţiile energetice***

### ➢ *ECHIPAMENTE, STAŢII ŞI REŢELE ELECTRICE*

- ⇨ ***Transformatoare şi aparate electrice***
- ⇨ ***Încercări asupra echipamentelor, aparatajului şi încercări de mare putere***
- ⇨ ***Linii electrice aeriene şi în cablu***
- ⇨ ***Elaborare de standarde şi normative, asigurarea calităţii***

### ➢ *AUTOMATIZĂRI, GENERATOARE ŞI MOTOARE ELECTRICE*

### ➢ *AUTOMATIZĂRI, TELECOMUNICAŢII , PROTECŢII*

- ⇨ ***Probe şi măsurători la echipamenteprimare/ secundare din instalaţii energetice***
- ⇨ ***Puneri în funcţiune, verificări, optimizări instalaţii de detecţie şi separare a metalelor din cărbune***

### ➢ *EXPERTIZĂ - DIAGNOZĂ METAL, CONTROL NEDISTRUCTIV ŞI TEHNOLOGII DE REPARAŢII*

### ➢ *HIDRO*

- ⇨ ***Măsurători/încercări/performanţă/garanţie "in situ" şi în staţii pilot***
- ⇨ ***Elaborarea soluţiilor optime de modernizare, retehnologizare şi mentenanţă***
- ⇨ ***Optimizarea sistemelor de reglaj al turbinelor hidraulice***
- ⇨ ***Algoritmi de urmărire şi diagnoză în exploatare, realizarea instalaţiilor de monitorizare***

### ➢ *POLITICI, REGLEMENTĂRI, TEHNOLOGIA INFORMAŢIEI*

- ⇨ ***Politici, reglementări, metodologii de sistem***
- ⇨ ***Sisteme EMS-SCADA, Sisteme MIS***
- ⇨ ***Telecomunicaţii***
- ⇨ ***Servicii tehnice de exploatare***

### ➢ *MEDIU ŞI ECOTEHNOLOGII*

- ⇨ ***Chimie energetică si ecotehnologii***
- ⇨ ***Coroziune şi efecte ambiante***
- ⇨ ***Instalaţii de depoluare, evaluare mediu***

### ➢ *UTILIZAREA EFICIENTĂ A ENERGIEI ŞI SURSE REGENERABILE*

- ⇨ ***Eficienţa energiei în clădiri, industrie şi la nivelul municipalităţilor***
- ⇨ ***Sisteme de cogenerare cu motoare termice şi turbine cu gaze pentru aplicaţii locale***
- ⇨ ***Gestiunea energiei electrice, calitatea şi etichetarea eficienţei energetice, certificarea eficienţei receptoarelor***
- ⇨ ***Surse regenerabile de energie (eoliană, solară, geotermală, micro - hidro, biomasă)***

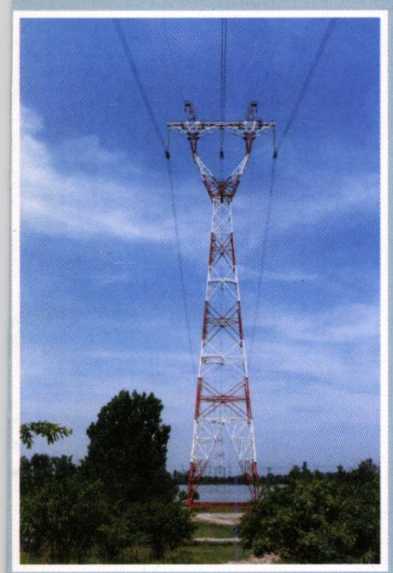
### ➢ *MATERIALE NOI PENTRU MENTENANŢA ECHIPAMENTELOR ENERGETICE*

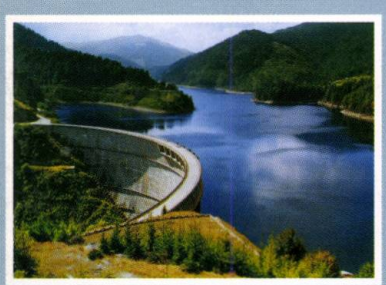
### ➢ *INFORMARE ŞI DOCUMENTARE ÎN ENERGIE*

Martie 2001

E2039 F F
8 000001 259720

# Energetica





## Număr special

## Strategii pe termen mediu ale companiilor și societăților din sectorul energiei electrice și termice

- piața energiei electrice
- strategii pe termen mediu
- operatorul pieței de energie
- măsurarea tensiunilor de impuls
- distribuția și furnizarea energiei electrice
- reabilitarea și exploatarea rețelelor electrice

**ASTER**
Asociația Științifică și Tehnică a Energeticienilor din Români

# LARGE REGIONAL NETWORKS WITHIN THE BLACK SEA REGION AND THE EUROPEAN INTERCONNECTION IN THE THIRD MILLENNIUM

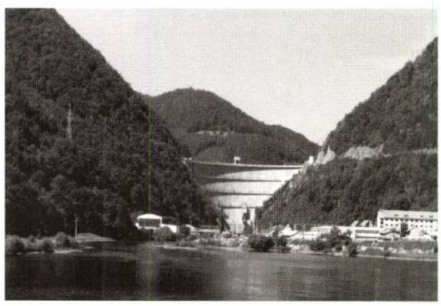
**Organized by Romania**

## CIGRE Regional Meeting

## - BLACK SEA EL-NET 2001 -

# CALL FOR PAPERS

VORONET
The Church



STEJARU
Hydroelectric Power Plant

## SUCEAVA, ROMANIA
## 10 - 15 June, 2001

**IMPORTANT**

Correspondence concerning this Regional Meeting should be sent as follows:

**BLACK SEA EL-NET 2001**
**Elena Ratcu**
33, Magheru Blvd
70164 Bucharest 1
**Romania**
Phone/fax: +401 659.52.34
Phone/fax: +401 211.28.69
**E-mail eratcu@renel.ro**

**BLACK SEA EL-NET 2001**
**Prof.dr. Dorin Cristescu**
313, Spl Independentei
77206 Bucharest 6
**Romania**
Phone: +401 410 72 80
Fax: +401 411 41 79
**E-mail dcris@copind.pub.ro**

CIGRE Romanian National Committee prepared this preliminary information leaflet.
The final and complete information will be provided in the BLACK SEA EL-NET 2001, GENERAL PROGRAMME to be issued in February 2001.

# ENERGETICA e®

REVISTA DE SPECIALITATE
A ENERGETICIENILOR
DIN ROMÂNIA

ISSN: 1220 - 5133

ANUL 49 | Nr. 3 | MARTIE 2001

BUDAPESTI MŰSZAKI ÉS GAZDASÁGTUDOMÁNYI EGYETEM * Műszaki Információs Központ és Könyvtár * Országgyűlés 2001

Revista ENERGETICA a fost înfiinţată în anul 1953, continuînd tradiţia vechilor publicaţii inginereşti care au avut preocupări în domeniul energiei ca, de exemplu:
- Diaru pentru vulgarizarea ştiinţelor naturale şi fizice (1870 - 1882);
- Buletinul Societăţii Politehnice (1887 - 1944);
- Buletinul Asociaţiei Generale a Inginerilor din România – AGIR (1919 - 1946);
- ENERGIA, editată de ing. Dumitru Leonida (1921);
- Buletinul Asociaţiei Producătorilor şi Distribuitorilor de Energie Electrică - APDE (1932 - 1944);
- Buletinul Institutului Român de Energie - IRE (1933 - 1944)

Începînd cu data de 01.08.1999 revista Energetica este editată de Asociaţia Ştiinţifică şi Tehnică a Energeticienilor din România "ENERGETICA", înfiinţată ca organizaţie profesională, neguvernamentală, nonprofit.

Organul suprem de conducere al Asociaţiei este Adunarea Generală, care a delegat pentru administrare un Consiliu Director compus din: Engeniu PAVEL – preşedinte, Jean CONSTANTINESCU- vicepreşedinte, Ion CONECINI – secretar general, Vasile RUGINĂ – trezorier, Virgil MUŞATESCU, Dumitru Cezar IONESCU, Nicolae NICULESCU, Stelian OPRESCU, Dan GHEORGHIU – membri.

În cadrul Asociaţiei funcţionează Colegiul revistei Energetica, care coordonează activitatea ştiinţifică şi de editare a revistei şi a publicaţiilor satelite, împuternicit de Consiliul Director prin Hotărîrea nr. 1/01.01.2001.

**COLEGIUL REVISTEI ENERGETICA**

**Preşedinte:** dr. ing. Eugeniu PAVEL

**Membri:** ing. Hermina ALBERT; prof. dr. ing. Florin ALEXE; prof. dr. ing. Victor ATHANASOVICI; prof. dr. ing. Adrian BADEA; prof. dr. ing. Cornel BIANCHI; dr. ing. Iosif Constantin BILEGAN; ing. Paul CARTIANU; ing. Mircea CÂRDU; prof. dr. ing. Mircea CHINDRIŞ; dr. ing. Ion CONECINI; dr. ing. Jean CONSTANTINESCU; prof. dr. ing. Dorin CRISTESCU; prof. dr. ing. Nicolae DĂNILĂ; prof. dr. ing. Mircea EREMIA; dr. ing. Ioan GANEA; ing. Dan GHEORGHIU; dr. ing. Miron Laurenţiu GOIA; prof. dr. ing. Nicolae GOLOVANOV; prof. dr. ing. Basarab Dan GUZUN; prof. dr. ing. Sorin HURDUBEŢIU; prof. dr. ing. Dumitru Cezar IONESCU; prof. dr. ing. Dumitru IVAS; dr. ing. Lucian LEFTER; dr. ing. Gheorghe LUCA; dr. ing. Ion LUNGU, prof. dr. ing. Virgil MAIER; prof. dr. ing. Magdalena MATEI; dr. ing. Andrei Călin MIHĂILEANU; ing. Cornel MOŢIU; conf. dr. ing. Virgil MUŞATESCU; prof. dr. ing. Constantin NEAGA; prof. dr. ing. Mircea NEMEŞ; ing. Nicolae NICULESCU; prof. dr. ing. Valeriu NISTREANU; ing. Radu OPINCARU; ing. Stelian OPRESCU; ing. Cornel PÂSLARU; prof. dr. ing. Alexandru POEATĂ; dr. ing. Marius POMÂRLEANU; prof. dr. ing. Florin POP; dr. ing. Teodor POPA, dr. ing. Badea POPA; dr. ing. Anca POPESCU; ing. Miron POPESCU; prof. dr. ing. Petre POSTOLACHE; prof. dr. ing. Ilie PRISECARU; ing. Constantin RADU; ing. Radu REGMAN; dr. ing. Gabriel ROMAŞCU; ing. Anton ROŞU; ing. Costin Liviu RUCĂREANU; dr. ing. Vasile RUGINĂ; ing. Norica SĂNDULESCU; ing. Alexandru SĂNDULESCU; ing. Emilian SIMIAN; ing. Mihaela STIOPOL; ing. Cristian ŢÂNŢĂREANU; ing. Ovidiu ŢUŢUIANU; ing. Anton VLĂDESCU; ing. Gheorghe VOICU

Conducerea tehnico-ştiinţifică a revistei Energetica se asigură de către Biroul de redacţie pe baza Regulamentului de funcţionare al revistei Energetica.

**BIROUL DE REDACŢIE*:** dr. ing. Eugeniu PAVEL – preşedinte; ing. Anton ROŞU - redactor-şef; prof. dr. ing. Dumitru Cezar IONESCU – redactor-şef adjunct; prof. dr. ing. Nicolae GOLOVANOV– redactor-şef adjunct; ing. Norica SĂNDULESCU – secretar de redacţie; dr. ing. Ion CONECINI; dr. ing. Ioan GANEA; dr. ing. Lucian LEFTER; conf. dr. ing. Virgil MUŞATESCU; ing. Nicolae NICULESCU; ing. Radu OPINCARU; dr. ing. Anca POPESCU; dr. ing. Ion LUNGU

**REDACTOR:** Ana Maria CHIVU
tel/fax.: 3220692; tel. 3216966/213

©Toate drepturile asupra acestei publicaţii sunt rezervate Asociaţiei Ştiinţifice şi Tehnice a Energeticienilor "ENERGETICA". Orice reproducere, integrală sau parţială, prin indiferent ce mijloace, a materialelor apărute în paginile publicaţiei se poate face numai cu aprobarea Asociaţiei. Sunt autorizate numai citările incluse în lucrări ştiinţifice sau în alte volume, cu precizarea sursei. Opiniile exprimate în articolele publicate în revistă aparţin autorilor.

* Componenţa aprobată prin hotărîrea Consiliului Director din 31.08.2000

Număr special *"Strategii pe termen mediu ale companiilor şi societăţilor din sectorul energiei electrice şi termice"*

## CUPRINS

**Ion Conecini, Dan Reghiş, Alexandru Săndulescu:** Masa rotundă "Tehnici şi procese pe piaţa în curs de liberalizare a energiei electrice. Strategii pe termen mediu ale companiilor şi societăţilor din sectorul energiei electrice şi termice" – prezentare 103

**Ion Lungu, Alexandru Săndulescu, Lucine Caracaşian:** Cadrul de reglementare - instrument strategic pentru încurajarea competiţiei în producerea energiei electrice 104

**Luminiţa Lupului, Mirela Săndulescu, Bogdan Popescu Vifor, Victor Ionescu:** Operatorul Pieţei de Energie Electrică şi piaţa de energie electrică 109

**Constantin Radu:** Strategia Companiei Naţionale Transelectrica S.A. în domeniul dezvoltării, reabilitării şi exploatării reţelelor electrice de transport 113

**Ioan Ungureanu:** Situaţia actuală a S.C. Termoelectrica S.A. şi opţiuni strategice pentru perioadele 2001-2004 şi 2005-2010 117

**Eugeniu Ion:** Strategia pe termen mediu a S.C. Hidroelectrica S.A. 128

**Ioan Rotaru, Iosif C. Bilegan:** Perspective ale dezvoltării energeticii nucleare în România în contextul formării pieţei concurenţiale de electricitate 136

**Tudor Şerban, Gheorghe Indre, Ştefan Gheorghe:** Actualitate şi perspectivă pentru activităţile de distribuţie şi furnizare a energiei electrice în condiţiile României 141

**Marian Costea:** Sistem de măsurare a tensiunilor de impuls cu front foarte rapid 148

**DE PERSONIS** 108, 116, 155

**OPINII** 126

**PUNCTE DE VEDERE** 126, 147

**Informaţii de la Comitetul Naţional Român al Conferinţei Mondiale a Energiei** 147

**Our review publishes ADVERTISMENTS for your PRODUCTS, TECHNOLOGIES, SERVICES, etc.**
**Please, contact us at the address:**
**Technical and Scientific Association "ENERGETICA" - Review Energetica**
**B-dul Energeticienilor nr. 8,**
**Bucureşti III, RO 74.568**
**Phone : (401)322.06.92 ; (401)321 69 66/213**
**Fax: (401)322 06 92**
**e-mail: energetica@icemenerg. vsat. ro**

BUDAPESTI MŰSZAKI ÉS GAZDASÁGTUDOMÁNYI EGYETEM Műszaki Információs Központ és Könyvtár Országos Szolgálata 2001

## SUSŢINEŢI REVISTA ENERGETICA!

Abonamentele la revista noastră reprezintă manifestarea interesului şi dorinţei dvs. de a avea o oglindă a nivelului tehnic şi ştiinţific al energeticii româneşti, de a vă informa despre problemele majore ale energeticii mondiale, precum şi intenţia de a susţine material revista care poate satisface realizarea acestor deziderate.

Pentru a fi incluşi în lista de abonaţi, doritorii (instituţii, societăţi) vor completa un formular după modelul de mai jos, pe care îl vor trimite la Asociaţia Tehnică şi Ştiinţifică a Energeticienilor din România "ENERGETICA" Bucureşti, Bd. Energeticienilor, nr. 8, sector 3.

Contravaloarea abonamentului pentru anul 2001 este de 28 $ la cursul de schimb al zilei în care se face plata, fără TVA.

*

Abonamente pentru instituţii/societăţi
Către ASOCIAŢIA "ENERGETICA"
Bucureşti, Bd. Energeticienilor nr. 8, sector 3, CP 74568

Vă rugăm să ne includeţi în lista abonaţilor revistei ENERGETICA pentru anul 2001. Solicităm ..... abonamente.
Adresa la care vor fi expediate revistele:
Instituţia/societatea.....
Localitatea ..... Judeţul/Sectorul .....
str. ..... nr. ..... C.P. ..... Tel. .....
Cont ..... Banca ..... Cod fiscal .....
Numele persoanei de legătură .....
Suma de ..... lei reprezentînd contravaloarea celor ..... abonamente s-a achitat în contul Asociaţiei ENERGETICA nr. 2511.1 – 3832.1/ROL, deschis la BCR Filiala Sector 3 Bucureşti, cu specificaţia:
PENTRU REVISTA ENERGETICA, prin ordinul de plată nr. ..... din .....
Prezenta constituie comandă fermă.

DIRECTOR, DIRECTOR ECONOMIC,

Redacţia şi administraţia : B-dul Energeticienilor, nr. 8, sector 3, 74568, Bucureşti,
tel./fax : 322 06 92; tel: 321 69 66/213
e-mail: energetica@icemenerg.vsat.ro, domni@icemenerg.vsat.ro
web: www.icemenerg. vsat.ro/energetica

Procesare computerizată şi tipărire la ICEMENERG S.A. (Domnica Câmpeanu)
Coperta tipărită la Tipografia RAPIDOCOLOR, Bucureşti

## Masa rotundă „Tehnici şi procese pe piaţa în curs de liberalizare. Strategii pe termen mediu ale companiilor şi societăţilor din sectorul energiei electrice şi termice"

- Prezentare -

Primele directive ale instituţiilor Uniunii Europene asupra preţurilor, tranzitului şi coordonării investiţiilor energetice au apărut între anii 1989–1990. De atunci dezbaterile s-au concentrat asupra introducerii concurenţei, avînd în vedere natura specifică a produsului "electricitate".

Adoptarea *"Directivei 96/92/EC a Parlamentului şi a Consiliului Uniunii Europene privind reglementările comune pentru piaţa internă de electricitate"* a marcat o etapă decisivă în constituirea *"pieţei europene unice de energie"*.

Schimbările sectorului electric european sunt complexe şi, prin urmare, aplicarea principiului de subsidiaritate lasă fiecărui stat latitudinea de a-şi organiza sectorul în funcţie de propriile obiective naţionale şi de priorităţile sale. Reorganizarea sectorului energiei electrice este foarte diferită în ţările europene, gradul de deschidere a pieţei variind de la o ţară la alta.

Aderarea României la structurile Uniunii Europene reprezintă o opţiune strategică clar exprimată de toate programele de guvernare, inclusiv de *Programul de guvernare 2001-2004*. Acest obiectiv poate fi atins numai printr-o acţiune concertată, bazată pe alinierea tuturor componentelor societăţii la cadrul legislativ, instituţional şi operaţional comunitar.

Crearea pieţei interne de energie în România a început cu separarea activităţilor de producere, transport/dispecerizare şi distribuţie/furnizare, precum şi cu accesul liber la reţelele de transport şi distribuţie, corelate cu producerea consumatorilor care îşi aleg furnizorii. Astfel, a fost încurajată introducerea concurenţei la furnizare şi îmbunătăţirea ofertei de producere.

În acest sens România a făcut paşi importanţi, prin adoptarea unor acte normative privind energia electrică şi termică, paşi care urmăresc satisfacerea cerinţelor economiei şi populaţiei privind asigurarea cu energie electrică şi termică, promovarea unei economii de piaţă concurenţiale în sectorul energiei, cu respectarea obligaţiilor internaţionale asumate de statul român şi armonizarea reglementărilor naţionale cu prevederile directivelor Uniunii Europene în domeniu.

Prin HG 627/2000 a fost desfiinţat CONEL şi au fost create noi companii şi societăţi comerciale independente în sectorul energiei electrice şi termice, de producere, de transport/dispecer şi de distribuţie/furnizare, care şi-au stabilit opţiuni strategice pe termen scurt, mediu şi lung. Activitatea acestor companii şi societăţi comerciale se desfăşoară, în pricipal, pe baza contractelor comerciale. Conducerile acestor unităţi, specialiştii, experţii, potenţialii autori au fost invitaţi şi au participat cu lucrări la această masă rotundă.

Invitaţii au fost special selectaţi de către moderatori, pentru subiectele în discuţie şi, ca urmare, au fost rugaţi să stimuleze, prin tratarea unor subiecte incitante, schimbul de idei, în scopul asigurării unei dezvoltări durabile în domeniul energiei electrice şi termice. Autorii au fost rugaţi să respecte cu stricteţe, la elaborarea lucrărilor, „cerinţele obligatorii" prevăzute de redacţia revistei.

Masa rotundă cu tema "*Tehnici şi procese pe piaţa în curs de liberalizare. Strategii pe termen mediu ale companiilor şi societăţilor din sectorul energiei electrice şi termice*" a trezit interesul specialiştilor, care au transmis un număr mare de lucrări. Dintre acestea, 10 lucrări au fost selectate şi au fost prezentate în data de 13.02.2001 în faţa celor 39 de participanţi la masa rotundă, care au pus întrebări, au făcut comentarii sau recomandări.

Principalele probleme abordate la această masă rotundă se referă la tehnici şi procese pe piaţa în curs de liberalizare, la opţiunile strategice pe termen mediu elaborate de companiile şi societăţile comerciale din sectorul energiei electrice şi termice şi care vizează dezvoltarea durabilă a acestora.

În urma completărilor făcute la lucrări, după masa rotundă, s-a stabilit o ordine valorică a lucrărilor, care a fost prezentată în şedinţa comună a Consiliului Director şi a Biroului de Redacţie ale Asociaţiei Ştiinţifice şi Tehnice a Energeticienilor din România. În această şedinţă au fost selectate lucrările care se vor publica în numerele 3 şi 4/2001 ale revistei Energetica.

Pricipalele probleme care se desprind din opţiunile strategice reflectate în articolele respective sunt:

1 - susţinerea procesului de restructurare a sectorului energiei electrice şi termice, continuarea procesului de deschidere a pieţei, consolidarea pieţelor de energie electrică şi termică;

2 - asigurarea funcţionării pieţelor de energie electrică şi termică într-o manieră nediscriminatorie şi transparentă;

3 - încurajarea concurenţei pe pieţele interne de energie în scopul eficientizării activităţilor de producere şi furnizare în condiţiile respectării normelor de mediu şi îmbunătăţirea calităţii serviciilor oferite consumatorilor;

4 - reglementarea activităţilor de transport şi distribuţie în scopul creşterii eficienţei şi gradului de siguranţă în alimentarea cu energie, susţinerea procesului de integrare în reţeaua UCTE;

5 - asigurarea funcţionării pieţei prin aranjamente comerciale între participanţi privind energia electrică şi serviciile asociate definite în *Codul comercial al pieţei angro de energie electrică*, printr-un cadru de reglementare care să asigure un tratament nediscriminatoriu şi transparent pentru toţi participanţii la piaţă;

6 - autorizarea şi acordarea de licenţe pentru accesul pe piaţă;

7 - accesul reglementat la reţelele de transport şi de distribuţie;

8 - livrările pe piaţa angro se stabilesc printr-un mecanism specific definit, bazat pe ofertele producătorilor;

9 - caracteristicile particulare ale pieţei de energie termică în comparaţie cu piaţa de energie electrică;

10 - conceptul de servicii de sistem în cadrul procesului de deschidere şi consolidare a pieţei;

11 - sistemele de măsurare şi tarifare a energiei termice cu scopul creşterii eficienţei producerii, transportului, distribuţiei şi furnizării energiei;

12 - susţinerea procesului de privatizare pentru activităţile de producere şi distribuţie/furnizare.

Moderatorilor mesei rotunde şi redactorului şef adjunct le-a revenit dificila sarcină de a ţine în "frîu" aprinsele discuţii şi, în final, de a selecta pentru publicare lucrările din prezentul număr. Lucrările care, din lipsă de spaţiu, nu au putut fi cuprinse în nr. 3/2001 al revistei vor fi publicate în nr. 4/2001.

Prin selecţia realizată am încercat să acoperim cît mai multe din subiectele preferenţiale abordate. Sperăm că am reuşit să dăm cititorilor, care nu au putut participa la această manifestare, o imagine cît mai fidelă a preocupărilor şi a nivelului ştiinţific al lucrărilor.

Moderatori,
**dr. ing. Ion Conecini, ing. Dan Reghiş, ing. Alex. Săndulescu**

# CADRUL DE REGLEMENTARE – INSTRUMENT STRATEGIC PENTRU ÎNCURAJAREA COMPETIȚIEI ÎN PRODUCEREA ENERGIEI ELECTRICE

dr. ing. ION LUNGU, ing. ALEXANDRU SĂNDULESCU, dr. ing. LUSINE CARACAȘIAN*

*Concurența este mecanismul cel mai eficient de protejare a intereselor consumatorilor, permițînd acestora să opteze pentru pachetul de servicii de care au nevoie (combinația de preț, siguranță, calitate, servicii suplimentare, risc, termeni și condiții de livrare și plată). În același timp, introducerea concurenței presupune alocarea eficientă a resurselor și reorganizarea activității agenților economici în sensul creșterii flexibilității acestora. De regulă, descoperă ineficiența și identifică domeniile cu funcționare defectoasă. Pornind de la aceste considerații, lucrarea prezintă principalele reglementări emise de Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei – ANRE, în scopul asigurării funcționării sectorului energiei electrice și termice în condițiile create de HG nr.627/2000 privind restructurarea Companiei Naționale de Electricitate S.A.*

*Competition is the most efficient instrument protecting the consumers interests and enabling them to choose the package of services they need (price combination, safety, quality, supplimentary services, risk, terms, supply terms and payment). At the same time competition presupposes the efficient alloting of resources and the economic agents activity reorganization in order to increase their flexibility. As a general rule, it helps in pointing out inefficiency and identifies the fields with a faulty operation. Starting from these considerations the paper presents the main regulations issued by the National Energy Regulatory Authority – ANRE with a view to ensuring operation of the electricity and heat sectors in the conditions created by the Governmental Decision No. 627/2000 relating to the National Electricity Company S.A. restructuring.*

Descriptori: strategii, piața de energie, reglementare, contracte-cadru, concurență

## Tendințe la nivel european

Tendința dominantă a sectorului energetic în țările membre ale Uniunii Europene o constituie liberalizarea pieței de energie, o evoluție cu profunde implicații în mediul economic de acțiune al companiilor și societăților din domeniu.

Producerea și furnizarea energiei electrice devin activități orientate spre calitatea și prețul serviciului oferit, orizonturile de planificare se micșorează, iar societățile comerciale se văd confruntate cu necesitatea gestionării unor riscuri financiare necunoscute pînă acum.

Funcționarea tradițională, integrat verticală, este înlocuită de separarea fizică sau financiară a activităților de producere, transport, distribuție și furnizare, cu apariția de noi actori pe scena energiei: producători independenți, operatori de transport și sistem, operatori de piață, furnizori și brokeri de energie. Concomitent cu aceștia se dezvoltă bursele de energie (Nordpool, APX, Frankfurt etc.). Se pun noi probleme privind accesul la rețeaua de transport și distribuție și prețul de transport pentru schimburi interțări.

Cadrul de acțiune al societăților de producere se modifică de la nivel regional sau național la nivel european (fig. 1), se manifestă o tendință accentuată de identificare de oportunități de afaceri și în alte sectoare, cum ar fi cele ale telecomunicațiilor, gazului natural, apă, au loc procese de fuziune sau achiziții [1]. Activitatea acestor societăți urmărește în principal maximizarea profitului, dar nu exclude consolidarea și extinderea acestora, preluarea unei cote de piață cît mai mari sau un control eficient al riscurilor.

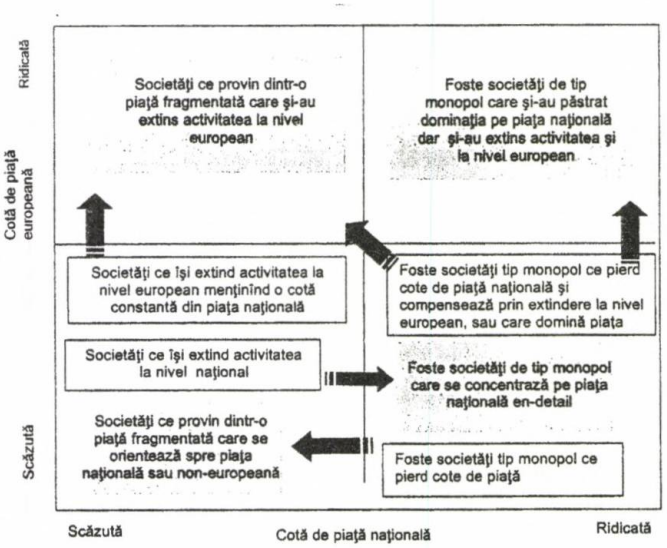



Fig. 1. Strategii de firmă la nivel național și european.

Tranziția de la un monopol integrat vertical spre concurență impune reglementatorului reorientarea sa de

[1] Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei-ANRE

la o reglementare bazată pe analiza costurilor spre activitatea de proiectare a viitoarei pieţe. Introducerea concurenţei presupune o pregătire prealabilă, care solicită din partea reglementatorului o serie de acţiuni, printre care:

- dezvoltarea pieţei angro de energie electrică cu menţinerea accesului fizic la reţelele de transport şi distribuţie şi a accesului economic pe piaţă prin preţurile şi tarifele practicate de către agenţii economici;
- încurajarea existenţei unui operator independent de transport şi sistem asociat cu introducerea de reglementări, care să asigure dezvoltarea şi siguranţa reţelelor de transport, apariţia operatorului comercial al pieţei;
- încurajarea separării activităţilor cu caracter de monopol natural de cele cu caracter concurenţial (producere, furnizare);
- introducerea în reglementări a unor prevederi privind reducerea garanţiilor stipulate în contractele pe termen lung o dată cu creşterea deschiderii pieţei;
- analiza costurilor (separarea pe activităţi, acoperirea costurilor justificate, înlăturarea subvenţiilor încrucişate, introducerea externalităţilor);
- întărirea puterii de negociere a consumatorilor care îşi pot alege furnizorul.

## Formarea şi consolidarea pieţei de energie electrică în România

Piaţa de energie electrică s-a constituit şi s-a dezvoltat pe baza principiilor de reglementare precizate în prevederile Codului comercial al pieţei angro de energie electrică, elaborat de ANRE în anul 1999, principii derivate din legislaţia primară naţională şi din necesitatea alinierii la prevederile Directivei 96/92 EC.

Structura iniţială a sectorului, specifică unui monopol integrat vertical, a necesitat o tranziţie graduală spre o piaţă concurenţială, pentru un control eficient al riscurilor.

Ca urmare, piaţa angro de energie electrică funcţionează prin aranjamente comerciale între participanţi, avînd două componente: piaţa contractelor cu preţuri şi cantităţi reglementate, reprezentînd 85 % din piaţă, care coexistă cu piaţa concurenţială a contractelor bilaterale negociate şi a vînzărilor şi cumpărărilor spot.

La nivelul producătorilor şi furnizorilor piaţa devine treptat concurenţială, iar pentru activităţile de transport şi distribuţie ea rămîne pe deplin reglementată. Accesul pe piaţă se face prin acordarea de autorizaţii şi licenţe. Orice participant la piaţă, deţinător de licenţă, inclusiv consumatorul care îşi poate alege furnizorul, este îndreptăţit să aibă acces reglementat la reţelele de transport şi de distribuţie. Conectarea la reţelele electrice reprezintă un serviciu public obligatoriu, reglementat, pe care trebuie să-l îndeplinească operatorii de reţea. Fac excepţie conectările pentru care tehnologia disponibilă nu permite asigurarea acestui serviciu la costuri suportabile pentru operatori [2].

## Aranjamente comerciale ale producătorilor de energie electrică

În prezent, în România sunt 13 titulari de licenţă de producere de energie electrică. În cursul anului 2000, din cei 10 agenţi economici care au primit licenţă de producere a energiei electrice, 5 pot fi consideraţi producători independenţi, restul avînd caracter de autoproducători (tabelul 1).

*Tabelul 1*

**Producători de energie electrică titulari de licenţă**

| Nr. crt. | Denumire | Producători cu contracte de portofoliu | Producători independenţi | Autoproducători |
|---|---|---|---|---|
| 1 | S.C. Hidroelectrica S.A | * | | |
| 2 | S.N. Nuclearelectrica S.A. | | * | |
| 3 | S.C. Termoelectrica S.A. | * | | |
| 4 | S.C. CET Govora S.A. | | * | |
| 5 | S.C. CET S.A. Braila | | * | |
| 6 | S.C. Hidral Invest S.A. | | | * |
| 7 | S.C. ENET S.A. | | * | |
| 8 | S.C. SOFERT S.A. | | | * |
| 9 | S.C. UPSOM S.A. | | | * |
| 10 | S.C. MARC FAVRE România S.A. | | * | |
| 11 | S.C."Zahărul" S.A. | | | * |
| 12 | Regia Autonomă pentru Activităţi Nucleare | | | * |
| 13 | S.C. Termica S.A. | | | * |

Producţia de energie electrică a anului 2000 s-a realizat în: grupuri termoenergetice – 56,9 %, grupuri hidroenergetice – 28,3 %, producători independenţi – 14,7 %, din care grupul nuclearelectric – 10,5 %, autoproducători - 4,2 %.

Aranjamentele comerciale ale producătorilor sunt reglementate prin licenţe, contractele-cadru de portofoliu de vînzare/cumpărare a energiei electrice încheiate cu furnizorul(ii), procedura de repartizare a încasărilor rezultate din vînzarea de energie electrică la consumatori, contractele-cadru pentru transport şi prestarea de servicii de sistem, contractul-cadru de distribuţie, contractul-cadru de furnizare a energiei electrice la consumatorii care îşi pot alege furnizorul, contractele-cadru de achiziţie a energiei electrice de la producători independenţi şi de la autoproducători, metodologia de negociere a preţului de achiziţie a energiei electrice de la autoproducători şi producătorii independenţi, contractul-cadru de furnizare a energiei electrice pentru consumul tehnologic al producătorilor de energie electrică.

Prin condiţiile impuse titularilor de licenţă s-a avut în vedere:

• separarea financiară a activităţilor desfăşurate de aceştia,

• asigurarea accesului reglementat, nediscriminatoriu la serviciul oferit,

• posibilitatea consumatorilor de a-şi alege furnizorul de servicii,

• transparenţa şi accesul la informaţie,

• calitatea serviciului,

• formarea unui mediu concurenţial normal.

Contractele-cadru de portofoliu de vînzare/cumpărare a energiei electrice oferă producătorilor posibilitatea de a obţine venituri stabile, echitabile şi predictibile şi în acelaşi timp reduc riscul de piaţă al furnizorului, care vinde energia electrică consumatorilor finali la tarife reglementate. Se încheie pentru cantităţi şi preţuri garantate stabilite pe baza unei ordini de merit de calcul, bazată pe minimizarea costurilor de producere. Pe măsura creşterii gradului de deschidere a pieţei, ponderea cantităţilor garantate va descreşte progresiv. La privatizarea societăţilor de distribuţie/furnizare, precum şi a celor de producere, contractele de portofoliu reprezintă o bază de negociere credibilă şi transparentă.

Contractul-cadru de vînzare-cumpărare pe termen lung a energiei electrice încheiat între S.N. Nuclearelectrica S.A. şi S.C. Electrica S.A. este un contract cu caracter asiguratoriu pentru S.N. Nuclearelectrica S.A. Condiţiile de contract dau posibilitatea recuperării cheltuielilor pentru investiţiile efectuate.

Un rol important în repartizarea echitabilă a sumelor încasate de S.C. Electrica S.A. către agenţii economici din sector şi fluidizarea fluxului de numerar în cadrul sectorului îl are Decizia 103/01.07.2000 de aprobare a procedurii de repartizare a încasărilor rezultate din vînzarea de energie electrică la consumatori. Prin această decizie se stabilesc procentele pe care S.C. Electrica S.A. le achită zilnic agenţilor economici din sector, cu limitarea compensărilor la 25 %.

Contractul-cadru pentru transportul energiei electrice încheiat între producător şi Compania Naţională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica S.A., oferă posibilitatea acoperirii cheltuielilor justificate ale activităţii de transport (activitate cu caracter de monopol natural) şi motivează Operatorul de Transport pentru reducerea pierderilor în reţele şi scăderea cheltuielilor de exploatare. Contractele-cadru pentru asigurarea de servicii de sistem reglementează, pentru prima dată la noi, plata serviciilor de strictă necesitate pentru funcţionarea în siguranţă a sistemului electroenergetic naţional: energia electrică pentru acoperirea pierderilor în reţeaua de transport, reglajul secundar de frecvenţă/putere, rezervele de putere, puterea reactivă pentru reglajul tensiunii.

Serviciul de distribuţie se prestează pe bază de contract către beneficiari, care pot fi producători, furnizori sau consumatori ce îşi pot alege furnizorul. Facturarea acestui serviciu se face pe baza tarifelor reglementate, stabilite prin aplicarea metodologiei elaborate de ANRE în acest scop.

Un producător independent de energie are, pe termen mediu, următoarele posibilităţi de comercializare:

• un contract pe termen mediu/lung de achiziţie a energiei electrice, tip Power Purchasement Agreement (PPA), cu unul din producătorii deţinători ai unui portofoliu de unităţi;

• un contract de tip PPA sau un contract de portofoliu cu cantităţi şi preţuri garantate cu furnizorul(ii) deţinător(i) de licenţă;

• contracte bilaterale încheiate cu consumatori care îşi pot alege furnizorul;

• poate efectua tranzacţii pe piaţa spot.

Contractul-cadru de achiziţie a energiei electrice de la un producător independent de energie electrică stabileşte condiţiile în care se pot efectua achiziţiile de energie. Introducerea producătorului independent în ordinea de merit de către Operatorul Comercial se realizează în mod similar cu ceilalţi participanţi la piaţă. Preţul de contract are o structură binomială, fiind negociabil între părţi. Contractul se încheie pe o perioadă de pînă la 20 de ani.

Contractul-cadru pentru achiziţia de energie electrică de la autoproducători stabileşte condiţiile în care se pot încheia contracte de achiziţie a energiei electrice de la autoproducători, realizînd uniformizarea cadrului contractual şi apropierea acestuia de contractele-cadru pentru producătorii independenţi de energie electrică.

Cele două contracte sunt completate de prevederile metodologiei pentru negocierea preţurilor de achiziţie a energiei electrice de la producători independenţi şi autoproducători.

Contractul-cadru de furnizare a energiei electrice pentru consumul tehnologic al producătorilor de energie electrică specifică condiţiile de măsurare şi de consum a energiei electrice destinate acestui scop, facturarea acesteia şi plata contravalorii sale.

Conducerea sistemului electroenergetic pe baza ordinii de merit este asigurată, pe termen mediu, prin Regulamentul de programare şi dispecerizare a Sistemului Energetic Naţional. Unităţile de producere cu restricţii se plasează prioritar în ordinea de merit.

Consumatorii care îşi pot alege furnizorul de energie electrică încheie cu acesta contracte bilaterale negociate (cantităţi şi preţuri). Contractul-cadru asigură condiţiile derulării nerestricţionate a contractelor fizice între un deţinător de licenţă de furnizare (de regulă un producător de energie electrică) şi consumatorii acreditaţi (consumatorii care îşi pot alege furnizorul).

Pentru anul 2000, gradul de deschidere a pieței de energie electrică a fost stabilit inițial la 10% prin HG 122/2000. În urma HG 982/2000, a fost majorat la 15%. În acest moment, 19 consumatori industriali din România sunt declarați ca fiind consumatori ce își pot alege furnizorul (tabelul 2). Într-o primă etapă cotele de achiziție de energie electrică din surse hidroelectrice sunt limitate la valoarea gradului de deschidere a pieței.

*Tabelul 2*

**Lista consumatorilor care își pot alege furnizorul în România, în ordinea acreditării acestora**

| Nr. crt | Consumator |
|---|---|
| 1 | S.C. ARPECHIM S.A. |
| 2 | SC ALRO SA Slatina |
| 3 | SC AZOMURES SA Tg. Mures |
| 4 | SC AUTOMOBILE DACIA |
| 5 | RATB |
| 6 | SC LAFARGE ROMCIM Medgidia |
| 7 | S.C. SMR S.A. BALS |
| 8 | R.A. CIMUS S.A. Campulung |
| 9 | S.C.C.N.L. OLTENIA S.A. Tg. JIU EXPL. MINIERA JILT |
| 10 | S.N.P. PETROBRAZI |
| 11 | S.C. CHIMCOMPLEX S.A. |
| 12 | S.C. OLTCHIM S.A. |
| 13 | S.C. FIBREXNYLON S.A. |
| 14 | S.C. TAGRIMPEX ROMCIF S.A. |
| 15 | S.C. AMONIL S.A. |
| 16 | S.C. PETROMIDIA S.A. |
| 17 | S.C. CASIROM S.A. |
| 18 | R.A. METROREX |
| 19 | S.C. FERCO INTERTRADE S.R.L. |

Acreditarea tuturor consumatorilor industriali cu un consum mai mare sau egal cu 100 GWh/an ar corespunde unui grad de deschidere a pieței de 21 %. Extinderea acreditării pentru consumatorii cu un consum mai mare sau egal cu 40 GWh/an ar determina creșterea gradului de deschidere a pieței de energie electrică la 30,4 %, procent apropiat de cel precizat în Directiva 96/92 EC pentru anul 2003. Este de observat faptul că acest procent a fost deja atins și depășit de unele țări din Uniunea Europeană, liberalizarea piețelor desfășurîndu-se mult mai repede decît s-a prevăzut prin directiva europeană. Această tendință a făcut ca Loyola de Palacio, comisarul pentru energie al Uniunii Europene, să propună deschiderea completă a piețelor pînă în 2005.

Creșterea gradului de deschidere a pieței va duce la scăderea ponderii pieței reglementate în favoarea celei concurențiale. Participanții se vor putea angaja în tranzacții bilaterale la prețuri și în condiții negociate liber între ei și vor vinde, respectiv cumpăra energie electrică pe o piață spot administrată de Operatorul Comercial al pieței. Prețul de echilibru al pieței spot se va determina pe baza ofertelor de vînzare/cumpărare ale participanților la piață.

**Strategia de reglementare**

Concurența constituie un mecanism eficient de protejare a intereselor consumatorilor, permițînd acestora să opteze pentru pachetul de servicii de care au nevoie (combinația de preț, siguranță, calitate, servicii suplimentare, risc, termeni și condiții de livrare și plată). Factorii care concură la dezvoltarea competiției sunt: forma de proprietate, de control și de management.

La nivelul producerii, concurența poate duce la o modificare a structurii de combustibili prin îmbunătățirea sau înlocuirea tehnologiilor existente cu protejarea mediului ambiant, însoțită de o creștere a eficienței.

Strategia de reglementare urmărește introducerea concurenței la producere și furnizare, ca principal instrument de eficientizare a activității și de reducere a prețului energiei. În acest scop au fost create mecanisme de programare și dispecerizare a funcționării producătorilor de energie electrică pe baze economice și s-au contractualizat toate relațiile de vînzare-cumpărare a energiei posibile între participanții la piață.

În continuare activitatea de reglementare urmărește să susțină procesele de privatizare în sector, ce urmează a fi efectuate în activitățile de distribuție și de producere, consolidarea societăților rezultate ca urmare a restructurării Companiei Naționale de Electricitate, continuarea procesului de deschidere și liberalizare a pieței, de atragere a investițiilor în sector și, nu în ultimul rînd, urmărește o protecție reală a consumatorilor.

Pe partea de producere a energiei electrice și termice se impune o evaluare preliminară a capacităților de producere neutilizate și eventuala închidere a acestora în limitele precizate de HG 456/2000 pentru aprobarea Planului de acțiune al programului guvernamental pe anul 2000 și pe perioada 2001-2004.

În condițiile funcționării pieței concurențiale de energie, aceasta este cea care va decide asupra închiderii sau nu a unor grupuri. În principiu, pe piață este vîndută energia al cărei cost marginal se situează sub nivelul prețului pieței, astfel încît producătorul să-și acopere și costurile fixe. În același timp, în condițiile unei piețe pe care costurile de intrare sunt nule, grupurile cu costuri fixe mari sunt înlăturate de noii intrați pe piață cu costuri fixe mai mici și ale căror oportunități de a obține profit sunt mai mari [3].

Este posibilă examinarea unei ajustări structurale a societăților de producere, în sensul unui portofoliu de centrale termo-hidro, societăți echivalente din punctul de vedere al costurilor, atractive pentru privatizare. Nu este exclusă nici posibilitatea societăților existente de a externaliza sau de a crea noi societăți de tip joint-venture cu producători independenți.

Totodată este necesară elaborarea unei strategii de privatizare a societăţilor comerciale de producere şi distribuţie a energiei electrice şi termice.

Oportunitatea integrării activităţii de producere a energiei electrice şi termice cu cea de producere a cărbunelui energetic în complexe energetice impune o analiză atentă a posibilităţilor de separare financiară clară a activităţilor şi de eficientizare a veniturilor.

Centralele de termoficare existente pe platforme industriale şi reţelele de termoficare zonală se recomandă a fi externalizate, fiind transferate fie agenţilor economici, fie municipalităţilor.

Dacă pînă acum în activitatea de reglementare s-a urmărit separarea clară a costurilor pe activităţi în vederea eficientizării acestora şi, în consecinţă, aplicarea unei reglementări bazate pe costuri în procesul de stabilire a preţurilor şi tarifelor, în perspectivă se are în vedere aplicarea metodei plafonării preţurilor totale (price-cap).

În perspectivă, activitatea autorităţii se va concentra pe monitorizarea funcţionării pieţei de energie şi preîntîmpinarea situaţiilor în care producătorii tind să ocupe poziţii dominante pe piaţă. Scopul reglementării este acela de a asigura stimulentele necesare creşterii eficienţei activităţii şi a concurenţei pe piaţă prin simplificarea accesului şi majorarea numărului de producători, cu asigurarea pîrghiilor necesare protejării consumatorilor.

**BIBLIOGRAFIE**


[1] Bulteel, P. *How Competition is Changing the European Electricity Landscape*, Verband der Elektrizitätsunternehmen Osterreichs, may 2000.

[2] x x x Decizia 67/2000. *Cartea albă a reglementării pentru susţinerea proceselor de liberalizare şi privatizare din sectorul energiei electrice şi termice.*

[3] Borenstein, S. *Understanding Competitve Pricing and Market Power.* În: Wholesale Electricity Markets, February, 1999, http://www.haas.berkeley.edu.



**Referent: prof. dr. ing. Nicolae Golovanov – Facultatea de Energetică**

**(Primit la 8 februarie 2001, acceptat la 16 februarie 2001)**


## *De personis*

### Jean Constantinescu a împlinit 55 de ani

Dr. ing. Jean CONSTANTINESCU este absolvent al Universităţii Politehnice din Bucureşti din anul 1968.

Din 1980 este doctor în ştiinţele tehnice în specialitatea electroenergetică. A fost un colaborator apropiat al lui Paul DIMO, a cărui operă o continuă.

A îndeplinit şi îndeplineşte funcţii de mare răspundere în sectorul energiei: de la director de institut de cercetare la aceea de director general al Companiei Naţionale de Transport "Transelectrica".

Este membru al CNR - CME, al APER, al CIGRE-Comitetul de Studii nr. 38.

Este membru fondator şi vicepreşedinte al Asociaţiei noastre, ASTER.

La împlinirea vîrstei de 55 de ani, membrii ASTER- ENERGETICA îi urează domnului Jean CONSTANTINESCU multă sănătate şi putere de muncă în folosul energeticii româneşti.

# OPERATORUL PIEȚEI DE ENERGIE ELECTRICĂ ȘI PIAȚA DE ENERGIE ELECTRICĂ
## Stadiu și perspective de evoluție pe termen mediu

ing. LUMINIȚA LUPULUI, ing. MIRELA SĂNDULESCU, ing. BOGDAN POPESCU-VIFOR, ing. VICTOR IONESCU*

*Lucrarea prezintă, în prima parte, concepția managerială privind rolul și locul Operatorului Pieței de Energie Electrică - OPCOM S.A. în structura pieței de energie electrică în România.*

*Prin atitudinea deschisă, orientată către clienți, OPCOM S.A. a asigurat cadrul organizat viabil necesar desfășurării tranzacțiilor comerciale cu energie electrică, furnizînd clienților săi – participanții la piața de energie electrică, C.N. Transelectrica S.A., Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei, Ministerul Industriilor și Resurselor – servicii specifice rolului de administrator al pieței angro de energie electrică.*

*În partea a doua a lucrării sunt prezentate obiectivele OPCOM S.A. pe termen scurt și mediu, respectiv implementarea și dezvoltarea mecanismelor financiare complementare specifice burselor (piața la termen, piața la disponibil, piața pentru opțiuni). În acest context sunt descrise principalele direcții strategice de acțiune avute în vedere pentru atingerea obiectivelor propuse.*

*The first part of the paper presents the management conception relating to the role and place of the Electricity Market Operator OPCOM S.A. within the structure of the electricity market in Romania.*

*Through its open, client – oriented altitude, OPCOM S.A. ensures a well organized framework necessary for the electricity commercial transactions development, offering its clients-participants in the electricity market-namely CN Transelectrica S.A., ANRE, the Ministry of Industries and Resources – services specific to its role of electricity market wholesale manager.*

*The second part of the paper presents the OPCOM S.A. short-term and environmental objectives namely the ancillary financial mechanisms characteristic of the exchanges implementation and development. Within this context the main strategic directions of the actions that should be carried out in order to implement the objetives are described.*

Descriptori: piața de energie electrică, piața spot, prețul marginal de sistem

### Introducere

Operatorul Pieței de Energie Electrică - OPCOM S.A. a luat ființă în data de 15 august 2000, ca urmare a aplicării HG 627/13.07.2000 privind reorganizarea Companiei Naționale de Electricitate S.A.

Potrivit art. 12 din hotărîrea amintită, OPCOM S.A. are ca obiect principal de activitate administrarea pieței de energie electrică, stabilirea ordinii de merit și a programului de funcționare pentru unitățile dispecerizabile ale producătorilor, asigurînd desfășurarea tranzacțiilor și contractelor comerciale ale participanților la piața de electricitate.

### OPCOM S.A. - administratorul pieței de energie electrică

Pentru îndeplinirea obiectului de activitate, OPCOM S.A. a acționat în sensul aplicării și dezvoltării reglementărilor referitoare la funcționarea pieței de electricitate și a creat și promovat o serie de instrumente menite să ajute la punerea în funcțiune a mecanismelor pieței. Din acest punct de vedere OPCOM S.A. a căutat să adopte o atitudine deschisă, orientată către clienți, aceștia fiind segmentați în următoarele categorii:

1. Participanții la piața de electricitate (producători, furnizori de energie electrică, consumatori care își pot alege furnizorul – cei care tranzacționează en gros energie electrică) pentru care OPCOM S.A. prestează următoarele servicii:

a - realizarea prognozei consumului net orar de energie electrică (energie electrică consumată în rețelele de distribuție) pentru ziua următoare în limitele unei erori orare relative de ±5 % și ale unei erori medii pătratice de ±2,5 %;

b - analiza și validarea ofertelor de producție și de servicii de sistem primite de la participanți prin corelarea caracteristicilor tehnice și de exploatare ale unităților producătoare cu datele de ofertă privind restricțiile-prioritățile impuse de reglementări;

c - realizarea ordinii de merit și stabilirea prețului marginal de sistem prin respectarea parametrilor cantitativi și economici ai ofertelor, corelat cu caracteristicile tehnice ale grupurilor;

d - programarea funcționării unităților dispecerizabile, ținînd cont de respectarea tuturor constrîngerilor de ordin tehnic și a criteriilor de ordin economic.

(Toate aceste servicii sunt prestate zilnic pentru ziua următoare, fără a se ține cont de zilele libere sau de sărbătorile legale) ;

e - elaborarea propunerii privind orele de vîrf și de gol ale SEN pentru anul 2001, în conformitate cu reglementările în vigoare;

* Operatorul Pieței de Energie Electrică - OPCOM S.A.

f - ţinerea evidenţei participanţilor la piaţa de electricitate şi a contractelor acestora pe piaţa angro de electricitate;

g - elaborarea lunară a balanţei circulaţiei energiei electrice realizată la nivel SEN;

h - evaluarea cantităţilor de energie electrică emisă de producători în reţele şi de stabilire a cuantumului plăţilor între participanţii la piaţa de energie electrică;

i - realizarea decontărilor lunare cu specificarea cantităţilor de energie tranzacţionate, atît în baza contractelor înregistrate, cît şi pe piaţa liberă, precum şi a sumelor ce trebuie plătite între participanţii la piaţa de electricitate;

j - calculul ratelor de alocare şi evidenţa plăţilor zilnice făcute de S.C. Electrica pe baza acestui principiu.

Activităţile OPCOM S.A. se realizează pe baza unor aplicaţii software proprii şi originale.

Prin natura activităţii desfăşurate, OPCOM S.A. centralizează majoritatea informaţiilor referitoare la participanţii la piaţă şi la funcţionarea pieţei de electricitate în cadrul unor baze de date, proiectate şi întreţinute prin eforturi proprii.

2. Transelectrica S.A. în calitate de Operator de sistem şi Operator de transport pentru care OPCOM S.A. prestează următoarele servicii:

a - administrarea pieţei de electricitate pe bază de contract;

b - realizarea prognozei consumului brut orar de energie electrică pentru ziua următoare în limitele unei erori orare relative de ±5 % şi ale unei erori medii pătratice de ±2,5 % ;

c - realizarea programării unităţilor dispecerizabile pentru ziua următoare.

3. Autoritatea Naţională de Reglementări în domeniul Energiei – ANRE, pentru care OPCOM S.A. este furnizor de informaţii şi de propuneri concrete, precum şi partener de discuţii în ceea ce priveşte dezvoltarea şi aplicarea reglementărilor aferente pieţei de electricitate.

4. Ministerul Industriei şi Resurselor pentru care OPCOM S.A. este furnizor de informaţii pe baza analizelor şi sintezelor operative.

Pentru toţi clienţii săi OPCOM S.A. elaborează analize privind notificările şi disputele dintre participanţii la piaţă şi prezintă puncte de vedere referitoare la acestea către CADPEE[1] şi ANRE.

OPCOM S.A. a elaborat instrucţiuni şi proceduri pentru implementarea mecanismelor pieţei angro de energie electrică, parte din acestea obţinînd acordul ANRE.

Propunerile acestea s-au concretizat, după caz, prin instrumente software specifice:

1 - aplicaţie pentru elaborarea prognozei de consum pentru a doua zi (atît în termeni de producţie brută, cît şi de consum net);

2 - aplicaţie pentru elaborarea ordinii de merit, determinarea preţului marginal de sistem şi programarea funcţionării unităţilor dispecerizabile;

3 - aplicaţie pentru evaluarea cantităţilor de electricitate tranzacţionate orar pe baza procesului tehnologic de producere, transport şi distribuţie a energiei electrice;

4 - aplicaţie pentru determinarea cantităţilor de energie electrică tranzacţionate pe piaţa spot.

Acceptarea de către participanţi şi aprobarea de către ANRE a propunerilor OPCOM S.A. a fost posibilă datorită capacităţii OPCOM S.A. de a sesiza cu acurateţe atît limitările dotărilor tehnice ale SEN, cît şi caracterul teoretic al reglementărilor şi de a le depăşi prin soluţii practice creative, adaptate posibilităţilor reale ale participanţilor la piaţă.

## Piaţa spot – Preţul marginal de sistem

Din data de 01.12.2000 OPCOM S.A. face publice preţurile marginale de sistem (PMS) pentru fiecare interval orar prin difuzarea lor agenţiilor de presă Mediafax, Reuters, precum şi către European Daily Electricity Markets. Preţurile marginale sunt de asemenea disponibile pe site-ul internet al OPCOM la adresa www.oper.ro.

În tabelul 1 sunt prezentate în sinteză cîteva elemente care caracterizează programarea pieţei angro de energie pe baza binomului putere-preţ ofertat pentru ziua următoare de fiecare producător participant (perioada august 2000 – ianuarie 2001):

*Tabelul 1*

| Luna | Ecart PMS minim [lei] | | Ecart PMS mediu [lei] | | Ecart PMS maxim [lei] | | Unităţi care au determinat PMS [%] | | | Intervale orare neacoperite [%] |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | minim | maxim | minim | maxim | minim | maxim | Termo | Hidro | Govora | |
| August | 80360 | 670000 | 96301 | 739618 | 109107 | 1586700 | 12,77 | 84,3 | 1,34 | 1,6 |
| Septembrie | 175409 | 1601495 | 535631 | 2113605 | 744905 | 2755501 | 33,9 | 20,8 | 2,8 | 42,5 |
| Octombrie | 690000 | 1500000 | 791250 | 1672714 | 915000 | 2755501 | 51,3 | 11,4 | 6,2 | 30,9 |
| Noiembrie | 740000 | 855000 | 845417 | 1397367 | 850000 | 1695693 | 77,2 | 10,7 | 5,8 | 6,3 |
| Decembrie | 600000 | 850000 | 858208 | 1418750 | 961000 | 1550000 | 73,1 | 26,9 | - | - |
| Ianuarie | 600000 | 850000 | 827292 | 1164583 | 870000 | 1600600 | 85,1 | 14,9 | - | - |

Eforturile OPCOM S.A. de instruire a participanţilor privind înţelegerea modului de ofertare şi utilizare a

[1] Comitetul de Arbitrare a Disputelor pe Piaţa de Energie Electrică

mecanismelor pieței sunt evidențiate de evoluția descrescătoare a gradului de neacoperire a pieței și de "calmare" a PMS spre valori credibile.

PMS a fost utilizat în procesul de decontare începînd cu luna septembrie, în conformitate cu deciziile ANRE nr. 453 și 454. În lipsa sistemelor de măsurare orară a energiei electrice s-a folosit un preț mediu al pieței libere, calculat ca medie a PMS stabilite, ponderate cu cantitățile de energie electrică aferente pieței spot.

În conformitate cu decizia ANRE nr. 568, OPCOM a elaborat procedura de evaluare a cantităților orare în vederea decontării orare și a determinării cantităților de energie electrică tranzacționate pe piața spot. În acest mod participanții la piață pot beneficia integral de oportunitățile existenței pieței spot (elementul flexibil al pieței angro de energie electrică), în condițiile lipsei unui sistem adecvat de măsurare orară.

Din cele prezentate considerăm că rolul OPCOM S.A. - de a furniza un cadru organizat, viabil și eficient pentru desfășurarea tranzacțiilor comerciale în cadrul pieței de energie electrică, în condiții de continuitate, corectitudine, obiectivitate, independență, nediscriminare și transparență – a fost corect înțeles și asumat.

## OPCOM S.A. - viitoarea bursă de energie electrică

Ca perspectivă, OPCOM S.A. intenționează să inițieze demersurile pentru crearea unei burse de energie electrică atît pentru piața internă de electricitate, cît și pentru toți cei interesați să activeze regional în cadrul pieței energiei electrice din Balcani.

OPCOM S.A. urmărește să se dezvolte ca bursă pentru energia electrică activînd pe următoarele planuri:

- piața la disponibil (spot și forward);
- piața la termen (futures, contracte pentru diferențe) și
- piața pentru opțiuni.

OPCOM S.A. urmărește realizarea următoarelor două obiective strategice:

➢atingerea stadiului de funcționare deplină ca bursă de energie electrică operațională pe piața spot cu o zi înainte, completată de realizarea funcției de clearing aferente, în condițiile îndeplinirii celorlalte responsabilități stabilite de reglementările în vigoare referitoare la piața reglementată;

➢realizarea și punerea în practică a mecanismelor bursiere aferente pieței serviciilor de sistem.

Termenul estimat pentru atingerea acestei ținte este trim. IV al anului 2002, în funcție de evoluția mediului politic și de realizarea programului de investiții destinat realizării sistemului informatic integrat al societății.

Desigur, obiectivul amintit și termenul propus poate fi atins numai în condițiile în care toți participanții vor da dovadă de înțelegere și își vor asuma riscurile și resposabilitățile ce le revin.

## Obiective pe termen mediu

Acțiunile ce vor fi întreprinse de OPCOM pe parcursul anului 2001 se vor concentra pentru atingerea următoarelor obiective generale:

1) În plan intern OPCOM:

a) de natură operațională, dedicată pieței:

| Nr. crt | Obiectiv | |
|---|---|---|
| 1. | Dezvoltarea mecanismelor pieței de electricitate, din punctul de vedere al reglementărilor, cu accent pe dezvoltarea următoarelor trăsături: | |
| | a) | Proiectarea și promovarea unui mecanism al pieței care să fie independent de existența contractelor, atît pe piața reglementată, cît și pe cea concurențială |
| | | Introducerea decontării orare a tranzacțiilor pe piața de electricitate |
| | | Pregătirea reglementărilor necesare realizării activității de bursă de energie |
| | | Pregătirea reglementărilor necesare realizării activității de clearing |
| | | Realizarea sistemului informatic integrat al OPCOM S.A. |
| 2. | Definirea, proiectarea și implementarea mecanismelor pieței serviciilor de sistem | |

b) privind dezvoltarea infrastructurii:

| Nr. crt. | Obiectiv |
|---|---|
| 3. | Proiectarea și implementarea infrastructurii IT și de comunicații, atît pe relație internă, cît și pe relația informațională realizată cu participanții la piață și cu sistemele de contorizare |

c)privind dezvoltarea instituțională:

| Nr. crt. | Obiectiv |
|---|---|
| 4. | Perfecționarea organizatorică a societății |
| 5. | Certificarea OPCOM conform ISO 9000 |
| 6. | Diversificarea portofoliului de servicii oferite de societate clienților săi |

2) În planul extern societății:

| Nr. crt. | Obiectiv |
|---|---|
| 7. | Consolidarea poziției de echidistanță a OPCOM față de toți factorii interesați din piața de electricitate |
| 8. | Perfecționarea mediului de tranzacționare în sensul accentuării siguranței, transparenței și caracterului său nediscriminatoriu |
| 9. | Implicarea OPCOM în crearea pieței regionale de electricitate în Balcani |

## Principalele direcții strategice de acțiune

În vederea atingerii obiectivelor generale definite mai sus, OPCOM va acționa pe următoarele direcții principale:

1. OPCOM va participa la realizarea prevederilor din programul de guvernare referitoare la procesul de liberalizare şi de introducere a mecanismelor comerciale de piaţă în sectorul energiei electrice, în concordanţă cu Directivele Uniunii Europene şi cu angajamentele asumate de Guvernul României în acest sens.

În acest scop:

- vor fi susţinute strategiile, planurile şi programele de liberalizare a pieţei de energie electrică elaborate la nivelul Guvernului României şi al Ministerului Industriei şi Resurselor;
- vor fi iniţiate şi fundamentate propuneri pentru dezvoltarea mecanismelor comerciale ale acestei pieţe şi îmbunătăţirea instrumentelor de tranzacţionare, inclusiv în ceea ce priveşte regulile, regulamentele, procedurile şi alte documente normative corespunzătoare;
- se va asigura o colaborare activă şi eficientă cu autorităţile implicate în sector (MIR, ANRE, CADPEE), precum şi cu participanţii la piaţă.

2. Realizarea şi implementarea sistemului informatic integrat al OPCOM pentru desfăşurarea în bune condiţii a operaţiunilor de pe piaţa angro de energie electrică.

3. Vor fi promovate propuneri de soluţii destinate îmbunătăţirii, respectiv completării legislaţiei secundare aplicabile.

4. Realizarea, testarea şi punerea în aplicare a procedurilor de decontare orară a tranzacţiilor pe piaţa de electricitate, în condiţiile lipsei sau indisponibilităţii sistemului de contorizare.

5. Identificarea şi determinarea unor soluţii şi mecanisme destinate stabilirii şi executării obligaţiilor de plată ale participanţilor la piaţă, începînd cu perfecţionarea actualului mecanism al ratelor de alocare şi urmînd a fi pregătită şi fundamentată introducerea mecanismului de clearing pentru segmentul de piaţă spot de electricitate.

A apărut nr. 1/2001 al buletinului informaţiilor ASTER

Sinteza

editat şi publicat trimestrial de Colegiul revistei ENERGETICA

tel. /fax. 322 06 90
email: energetica@icemenerg.vsat.ro

6. Reproiectarea sistemului de contractare şi tarifare a serviciului de administrare a pieţei de electricitate şi contractarea acestuia separat cu fiecare participant la piaţă.

7. În perspectiva evoluţiei OPCOM către o bursă de energie electrică, se va urmări realizarea unei colaborări cu o bursă de mărfuri din ţară şi/sau cu lectori specialişti de la ASE pentru realizarea unor şedinţe de instruire a personalului OPCOM în domeniul tehnicilor şi mecanismelor bursiere.

8. Crearea şi dezvoltarea unei culturi organizaţionale bazate pe echitate, implicare şi participare, comunicare, colaborare, disciplină, respect, responsabilitate socială, performanţă.

9. Proiectarea, implementarea şi auditarea periodică a sistemului de management al calităţii (AQ), cu rol de planificare, reglementare, supraveghere şi îmbunătăţire a proceselor şi fluxurilor informaţionale realizate în cadrul societăţii.

10. Promovarea sistematică a imaginii societăţii, îmbunătăţirea comunicării şi realizarea unui sistem activ de relaţii publice interne şi externe.

Această strategie va fi concepută astfel încît să acopere necesităţile de comunicare şi informare pentru diverse grupuri ţintă de clienţi (participanţi la piaţă, proprietari, investitori, instituţii finanţatoare, mass-media şi orice alte persoane fizice sau juridice interesate).

Se va facilita accesul public la datele şi informaţiile prin care OPCOM S.A. şi activitatea sa pot fi cunoscute şi înţelese (completarea paginii web, publicarea raportului anual, comunicate de presă şi articole etc.).

11. Pregătirea unor noi servicii ce ar putea fi furnizate clienţilor pe piaţa internă şi externă (instruire, consultanţă, asistenţă tehnică etc.).

OPCOM S.A. consideră că în procesul de punere în funcţiune a mecanismelor pieţei de electricitate în România a acumulat o bogată experienţă, motiv pentru care intenţionează să propună participanţilor la piaţă un program de consultanţă referitor la prezentarea şi înţelegerea reglementărilor în vigoare, înţelegerea modului de funcţionare a mecanismelor pieţei, strategii şi tehnici de ofertare etc.

**Referent: ing. Hermina Albert – ISPE**

**(Primit la 8 februarie 2001, acceptat la 15 februarie 2001)**

# STRATEGIA COMPANIEI NAŢIONALE TRANSELECTRICA S.A. ÎN DOMENIUL DEZVOLTĂRII, REABILITĂRII ŞI EXPLOATĂRII REŢELELOR ELECTRICE DE TRANSPORT

ing. CONSTANTIN RADU [x]

*Articolul prezintă strategia C.N. Transelectrica S.A. întocmită pe baza Directivei Uniunii Europene nr. 92/1996 şi strategiei Guvernului pe termen mediu în domeniul energiei electrice şi termice. De asemenea, sunt prezentate şi sarcinile revenite din Legislaţia primară şi secundară apărută după restructurarea CONEL.*

*Ţinînd seama de faptul că trebuie să asigure siguranţa SEN, să efectueze un serviciu de transport/tranzit eficient şi să asigure nediscriminatoriu accesul utilizatorilor la RET, lucrarea dezvoltă, pentru etapa pe termen mediu (pînă în anul 2004), acţiunile ce trebuie întreprinse pentru dezvoltarea, reabilitarea şi exploatarea reţelelor electrice de transport, avînd în vedere "Planul de afaceri" al C.N. Transelectrica S.A. întocmit în anul 2000 de către firma Fichtner–Mazars.*

*Lucrările de reabilitare, investiţii noi şi tehnologiile din domeniul exploatării descrise de autor, în condiţiile unui tarif de transport şi dispecerizare reglementat, vor asigura cadrul pentru mărirea siguranţei şi eficienţei reţelelor electrice de transport, precum şi parametrii impuşi de funcţionarea interconectată cu UCTE.*

*The article presents the strategy of the "Transelectrica S.A. " National company developed on the basis of EU Directive no. 92/1996 and the Gouvernment medium – term strategy in the field of electricity and heat. At the same time the tasks established by the primary and secondary Legislation issued after CONEL restructuring are presented.*

*Taking into account the fact that it should preserve the safety of the NPS and provide an efficient transmission/transit service and the non-discriminatory access of the users to the transmission network, the paper enlarges upon the actions to be carried out during the medium-term stage (up to 2004) relating to the development, rehabilitation and operation of the transmission network considering the "Business Plan" of "Transelectrica S.A. " National Company developed by the Fichter-Mayars firm until the year 2000.*

*The rehabilitation works, new investments and technologies in the field of operation, described by the author, under the conditions of a regulated transmission and dispatching tariff will ensure the framework for safety and transmission network increasing, as well as the parameters established for the operation in interconnection with UCTE.*

Descriptori: strategii, reţele de transport

## Introducere

Restructurarea CONEL, în contextul restructurărilor din economia naţională, a însemnat renunţarea la monopolul în producţie, cu crearea condiţiilor de competiţie, perfecţionarea serviciului public, în paralel cu apariţia unei pieţe de energie electrică pentru producătorii independenţi şi consumatorii care îşi pot alege furnizorul. C.N. Transelectrica în conformitate şi cu Directiva U.E. (Uniunea Europeană), pe lîngă transparenţa costurilor are obligaţia de a asigura nediscriminatoriu serviciul de transport/tranzit al energiei electrice pentru toţi utilizatorii reţelelor electrice de transport, participanţi la piaţa angro a energiei electrice, pe bază de contracte reglementate emise de autoritatea competentă.

Corelat cu strategia Guvernului pe termen mediu în ramura energiei electrice şi termice, cu obiectivele Ministerului Industriei şi Resurselor în domeniul reţelelor electrice, precum şi cu direcţiile impuse prin HGR 627/2000, referitoare la conducerea sistemului energetic naţional, dezvoltarea, reabilitarea şi exploatarea reţelelor electrice de transport (RET), C.N.Transelectrica S.A., pînă în anul 2004, are în vedere următoarele:

### I. În domeniul dezvoltării şi reabilitării RET

Gradul de uzură foarte ridicat atît la staţii (56 %), cît şi la LEA 220–750 kV (50 %), calculat în conformitate cu Legea 15/94, HGR 266/94 şi HGR 964/98, impune concentrarea eforturilor financiare şi a măsurilor tehnice şi tehnologice, în primul rînd, pentru reabilitarea instalaţiilor existente şi, în al doilea rînd, pentru realizarea de lucrări noi de investiţii.

Planul de afaceri al C.N.Transelectrica S.A., întocmit în anul 2000 de firma Fichtner din Germania, are în vedere ca principală sursă financiară a Companiei "tariful de transport" al energiei electrice şi prevede ca fonduri necesare pentru dezvoltarea şi reabilitarea instalaţiilor existente suma de 850 milioane dolari pînă în anul 2010, rezultată din studiul întocmit de firma de consultanţă ESBI din Irlanda pentru reabilitarea RET din România.

[x] C.N. Transelectrica S.A.

Bazîndu-se pe resurse financiare interne şi pe credite externe de la BEI, BERD şi PHARE, C.N.Transelectrica S.A. şi-a stabilit prioritățile pînă în anul 2004, astfel încît să asigure siguranța în funcționare a sistemului energetic național (SEN), condițiile pentru interconectarea şi menținerea în UCTE, evacuarea puterii din centralele electrice şi să cuprindă LEA şi stațiile în funcție de importanța acestora în cadrul SEN.

În baza priorităților stabilite se va realiza:

**1.** Continuarea reabilitării stațiilor Porțile de Fier 400/220 kV, Țînțăreni 400 kV şi Urecheşti 400 kV, unde se vor înlocui:

- întrerupătoarele cu izolație în ulei cu întrerupătoare cu izolație în SF6, stabilitate termică 40 kA, două camere de stingere la 400 kV, timp de acționare 40 ms, număr de întreruperi pe scurtcircuit 25;
- transformatoarele de curent şi tensiune cu izolație în ulei cu transformatoare cu izolație în SF6, clasa de precizie pentru secundarul de măsuri 0,2; patru secundare de IA pentru transformatoarele de curent;
- separatoarele cu izolație în aer tot cu separatoare cu izolație în aer, dar cu parametri care satisfac cerințele UCTE;
- descărcătoarele cu rezistență cu vilit cu descărcătoare cu oxid de Zn;
- protecțiile electromagnetice cu protecții digitale;
- sistemul de comandă-control cu sisteme numerice de comandă-control de tip DCS (Digital Control Sistem)

**2.** Înlocuirea actualelor unități monofazate 400/220 kV, 133 MVA cu unități, tot monofazate, 400/220 kV, 170 MVA în stația Porțile de Fier.

**3.** Reabilitarea LEA 400 şi 220 kV prin înlocuirea izolatoarelor de tip VKLF şi VKLS cu izolatoare compozite, înlocuirea unui conductor cu fibră optică de tip OPGW şi înlocuirea celui de al II-lea conductor de protecție cu conductor clasic OL-Zn pe circa 3600 km pînă în anul 2003.

În tabelul 1 sunt prezentate liniile din etapa întîi (care începe în 2001).

*Tabelul 1*

**Lista liniilor pe care se va monta conductor tip OPGW în etapa întîi**

| | | | |
|---|---|---|---|
| 1. | LEA 400 kV | Bucureşti S. – Domneşti | 44 km |
| 2. | LEA 400 kV | Domneşti – Brazi | 64 km |
| 3. | LEA 400 kV | Brazi V. – Dîrste | 117 km |
| 4. | LEA 400 kV | Dîrste – Braşov | 14 km |
| 5. | LEA 400 kV | Braşov – Sibiu | 120 km |
| 6. | LEA 400 kV | Sibiu – Mintia | 130 km |
| 7. | LEA 400 kV | Sibiu – Iernut | 82 km |
| 8. | LEA 400 kV | Iernut – Gadalin | 51 km |
| 9. | LEA 400 kV | Gadalin – Cluj | 14 km |
| 10. | LEA 220 kV | Cluj – Tihau | 61 km |
| 11. | LEA 400 kV | Braşov – Gutinaşi | 122 km |
| 12. | LEA 400 kV | Gutinaşi – Bacău | 56 km |
| | TOTAL | | 881 km |

**4.** Modernizarea sistemului de telecomunicații care să asigure, pe lîngă funcții specifice conducerii SEN, telecontorizări şi telecomenzi ale echipamentelor din stații şi satisfacerea unor cerințe ale unor terți, astfel încît C.N. Transelectrica să devină "operator de telecomunicații" din 2003.

**5.** Completarea inelului național de fibră optică de tip OPGW cu alte sisteme de transmisie, inclusiv cablu cu fibră optică de tip îngropat.

**6.** Realizarea sistemului de "metering" la nivel național prin dotarea cu contoare electrice soft şi hard pentru măsurarea energiei din cele circa 900 puncte de schimb şi transmiterea acestora la un punct central care să răspundă şi reglementărilor ANRE.

**7.** Realizarea sistemului de hard şi soft pentru OPCOM şi crearea unui centru de management al datelor aferente SEN, care să permită acestuia administrarea pieței de energie electrică din România.

**8.** Extinderea sistemului EMS-SCADA pentru DEN, DET şi stații.

**9.** Realizarea aplicațiilor de sisteme informatice geografice (GIS) şi sistem informatic de management (MIS) la nivel de sucursale de transport şi C.N.Transelectrica S.A.

**10.** Finalizarea rețelei radio între sucursalele Craiova, Bucureşti, Piteşti şi Sibiu, utilizată ca rețea de rezervă în sistemul de telecomunicații.

**11.** Reabilitarea stațiilor de transformare: Slatina 400 kV şi 220 kV cu echipament de tip AIS şi racordări adînci de tip linie electrică aeriană, Roşiori 400/220 kV, Constanța Nord 400/110 kV, Sibiu Sud 400/220/110 kV şi Gutinaşi 400/220/110 kV, după modelul celor de la punctul 1 şi stația Brazi Vest 400/220/110 kV, unde se vor monta echipamente capsulate cu izolație în SF6 (GIS) în exterior şi unde vor fi utilizate scheme monofilare simplificate.

**12.** Realizarea stației back-to-back cu puterea de 630 MVA în stația Isaccea.

**13.** Realizarea unei stații noi 400/110 kV la Oradea.

**14.** Dotarea cu echipamente de calcul, licențe, aparatură de testare, autospeciale, centrale telefonice, etc. necesare la nivelul sucursalelor din cadrul Transelectrica. Se are în vedere ca lucrările, cu excepția celor de la pct. 1, 2, 10 şi 11, să fie executate "la cheie".

**15.** Începerea lucrărilor la LEA 400 kV Arad – Oradea, unde se vor utiliza stîlpi metalici zincați, trei conductoare pe fază şi izolație din material compozit şi LEA 400 kV Oradea - Bekeschaba.

**16.** Începerea lucrărilor la LEA 400 kV Gadalin–Bistrița–Suceava.

## II. În domeniul exploatării

Pe lîngă sarcinile provenite din reglementări la nivel guvernamental C. N. Transelectrica S.A. trebuie să realizeze şi sarcinile rezultate din "Licența de transport", respectînd "Codul tehnic al rețelei electrice de transport".

În acest sens strategia Transelectrica în domeniul exploatării este îndreptată asupra următoarelor obiective:

**1** - corelarea standardelor, a reglementărilor tehnice, normativelor şi fişelor tehnologice cu prevederile reglementărilor ANRE, cu legislaţia economică, de protecţia mediului, de securitatea şi sănătatea muncii şi cu reglementările UE (Uniunii Europene);

**2** - optimizarea schemelor de funcţionare a RET cu menţinerea în condiţii de siguranţă a SEN şi a calităţii energiei electrice transportate, precum şi asigurarea mijloacelor de compensare a puterii reactive;

**3** - realizarea şi implementarea sistemelor informatice manageriale – (GIS) şi MIS în scopul exploatării în condiţii optime a RET, reducerii costurilor cu munca vie şi eficientizării întregii activităţi la nivel de sucursale şi Transelectrica;

**4** - extinderea şi diversificarea unor concepte, tehnologii, echipamente de mentenanţă predictivă în scopul reducerii costurilor de mentenanţă:

- generalizarea proiectului pilot (de la ST Sibiu) de mentenanţă bazată pe fiabilitate, după îmbunătăţirea acestuia;
- extinderea lucrului sub tensiune (LST);
- recondiţionarea izolaţiei transformatoarelor la faţa locului, în special prin metoda termo-vid;
- folosirea elicopterului pentru control (video şi în infraroşu), precum şi la intervenţiile accidentale în zone greu accesibile;
- crearea unui stoc de piese de schimb şi stîlpi de intervenţie pentru LEA ;
- înlocuirea izolatoarelor LEA, de tip VKL cu prioritate în zone montane, traversări, zone poluate, în special cu izolatoare compozite ;
- aplicarea unor soluţii de evitare a sustragerilor de conductoare de protecţie din LEA ;
- generalizarea soluţiilor noi pentru protecţie anticorosivă a stîlpilor;

**5** - înlocuirea echipamentelor primare şi secundare din staţiile electrice (echipamente depăşite din punctul de vedere al performanţelor tehnice), cu echipamente moderne, care conduc la costuri de mentenanţă foarte reduse, fiabilitate crescută etc., ca, de exemplu, modernizarea protecţiilor la 30 AT 200 MVA şi montarea a 10 protecţii de distanţă pe LEA 400 kV de tip REL;

**6** - utilizarea tehnicilor noi de măsurare predictivă şi monitorizarea on- şi off–line a echipamentelor, în scopul diagnosticării cît mai exacte a stării acestora, precum şi reducerii cheltuielilor de reparaţii :

- cromatografie în faza gazoasă ;
- cromatografie în faza lichidă ;
- analiza răspunsului în frecvenţă ;
- analiza răspunsului la impulsuri de joasă tensiune;
- termoviziunea în infraroşu ;
- măsurarea rezistenţei dinamice şi a timpilor de acţionare la întrerupătoare ;
- verificarea protecţiilor numerice (şi electromagnetice) cu truse specializate;
- măsurarea descărcărilor parţiale la trafo de putere şi transformatoarele de măsură ;
- măsurarea parametrilor de izolaţie în condiţiile existenţei perturbaţiilor electromagnetice ;
- monitorizarea, în special a transformatoarelor de putere (verificarea conţinutului $H_2$, $H_2O$, controlul suprasarcinilor, temperaturilor etc.);

**7** - dotarea echipelor şi a laboratoarelor cu echipamente de măsurare şi diagnosticare performante;

**8** - folosirea unor materiale şi echipamente performante la repararea transformatoarelor de putere (scheme de izolatoare tip Weidman, pregătirea transformatoarelor pentru montarea instalaţiilor de stins incendiu cu azot, comutatoare de ploturi performante, monitoare on-line, treceri izolate cu caracteristici superioare, conservator cu membrană etc.);

**9** - realizarea reparaţiilor capitale, în etapa 2001–2004, la LEA corelat cu montarea conductorului cu fibră optică (a se vedea pct.1, poz. 3). Realizarea reparaţiilor capitale şi/sau reabilitarea staţiilor electrice sunt precizate în tabelul 2.

*Tabelul 2*

**Staţii electrice propuse a fi reparate capital/reabilitate în etapa 2001 – 2004**

| | | | |
|---|---|---|---|
| Bucureşti Sud | 400/220/110 kV | Timişoara | 220/110 kV |
| Işalniţa | 220/110 kV | Reşita | 220/110 kV |
| Mintia (parţial) | Partea de 220 kV | Piteşti Sud | 220/110 kV |
| Iernut | 400/220/110 kV | Barboşi | 220/110 kV |
| Fîntînele | 220/110 kV | Tîrgovişte | 220/110 kV |
| Lacu Sărat | 400/220/110 kV | Cîmpia Turzii | 220/110 kV |
| Fundeni | 220/110 kV | F.A.I. | 220/110 kV |
| Gura Ialomiţei | 400/110 kV | | |

## Concluzii

Prin strategia stabilită de C.N.Transelectrica S.A. se constată că aceasta aplică politica Guvernului în domeniul energiei electrice şi contribuie la dezvoltarea mecanismelor de piaţă, promovînd transparenţa costurilor, principiul subsidiarităţii, concurenţa şi eficienţa activităţilor legate de serviciul de transport al energiei electrice, asigurînd în calitate de Operator de Transport:

- serviciul de transport/tranzit al energiei electrice pentru toţi utilizatorii reţelei electrice de transport, participanţi la piaţa angro a energiei electrice, în condiţii de neutralitate şi tratament egal, pe bază de contracte reglementate emise de autoritatea competentă ;
- activităţile de planificare, exploatare, întreţinere, modernizare, reabilitare, retehnologizare, instalare şi dezvoltare a reţelei electrice de transport,

precum şi de măsurare a energiei electrice tranzacţionate pe piaţa angro de energie electrică ;

• convenirea legăturilor şi instalaţiilor necesare pentru interconectarea cu alte sisteme electroenergetice (UCTE);

• reglementarea şi coordonarea serviciilor de racordare la reţeaua electrică de transport în scopul stabilirii condiţiilor tehnice pentru instalaţiile utilizatorilor racordaţi la RET ;

• îndeplinirea indicatorilor de calitate ai energiei electrice şi a cerinţelor privind siguranţa şi disponibilitatea RET, în conformitate cu prevederile Codului tehnic al reţelei electrice de transport ;

• furnizarea de servicii de sistem (tehnologice) sub formă de putere reactivă pentru reglajul secundar al tensiunii.

**BIBLIOGRAFIE**


[1] * * * *Strategia Guvernului în domeniul energiei pînă în 2004.*

[2] * * * *Planul de afaceri a C.N.Transelectrica, Fichtner – Mazars*

[3] * * * *Reabilitarea reţelelor de transport, ESBI – Iralanda*

[4] * * * *Direcţii strategice la nivel de C.N. Transelectrica S.A.*



**Referent: dr. ing. Ion Conecini – OPCOM S.A.**

**(Primit la 12 ianuarie 2001, acceptat la 1 februarie 2001)**


## *De personis*

### FLORIN TRANDAFIRESCU (1922 - 2001)

Un mileniu a trecut, altul a început. Orice început înseamnă şi o speranţă de mai bine, de succes şi idealuri. Din nefericire toate acestea s-au frînt, mult prea repede, pentru Florin Trandafirescu, care şi-a găsit sfîrşitul în prima lună a noului secol şi mileniu.

Născut la 21 decembrie 1922, în Bucureşti, Florin Trandafirescu a absolvit, cu menţiunea "cum laude", Facultatea Electromecanică, Secţia electrotehnică, din cadrul Politehnicii Bucureşti, în anul 1948, după care s-a angajat la departamentul electric al Sovrompetrol. După o perioadă de cinci ani la Întreprinderea de Reparaţii Material Energetic din Cîmpina a fost transferat la EnergoTrust nr. 1 Bucureşti, de unde, prin reorganizare, a fost preluat de IRME Bucureşti.

Dezvoltarea sistemului energetic în deceniul 6 al secolului XX a impus necesitatea unei activităţi coerente şi diversificate pentru modernizarea şi raţionalizarea instalaţiilor energetice, de sprijinire a activităţilor de punere în funcţiune şi chiar de perfecţionare a echipamentelor nou instalate.

Pe acest fond a apărut IRME- Întreprinderea pentru Raţionalizarea şi Modernizarea Instalaţiilor Energetice, devenită ulterior ICEMENERG Bucureşti.

Venit o dată cu înfiinţarea, în 1960, a IRME Bucureşti, Florin Trandafirescu s-a identificat cu activitatea de producţie pentru raţionalizări şi modernizări energetice, parcurgînd întreaga ierarhie profesională, de la inginer pînă la inginer-şef.

A dovedit mari posibilităţi tehnico-profesionale, depăşind greutăţile impuse la acea dată, de reducere a importurilor de materii prime şi materiale, prin reproiectarea unor produse din fabricaţia societăţii, asigurînd buna funcţionare a instalaţiilor.

Devotat intereselor sistemului energetic s-a făcut util şi s-a remarcat, încă din tinereţe, prin măsuri organizatorice şi iniţiative tehnice, ce au contribuit la introducerea în unităţile de exploatare din sistemul energetic naţional a mai multor elemente de modernizare a tehnologiilor şi echipamentelor.

Decorat în mai multe rînduri cu ordine şi medalii ale României, Florin Trandafirescu şi-a păstrat întotdeauna modestia şi dragostea faţă de muncă, crescîndu-şi, prin acţiunile sale personale şi profesionale, prestigiul la nivelul întregului sistem electroenergetic.

Atît în funcţiile de execuţie, cît şi în cele de conducere, Florin Trandafirescu a avut un singur crez, şi anume mai buna, mai sigura, mai eficienta funcţionare a echipamentelor energetice.

Model de comportare umană şi profesională în întreaga sa viaţă, închinată în totalitate sectorului energetic românesc, Florin Trandafirescu a creat o reală şcoală de formare de cadre de specialitate, dăruite aceluiaşi ideal pus în slujba SEN.

Cinstea, onestitatea, bunătatea sufletească nu i-au slăbit, însă, exigenţa de sine şi faţă de colectivele în care a lucrat, dovedindu-se pînă în ultimele zile ale activităţii deosebit de sever în menţinerea standardului de calitate al activităţilor desfăşurate, insuflînd în conştiinţele muncitorilor, tehnicienilor şi inginerilor ideea că lucrul bine făcut înseamnă eficienţă, durabilitate şi prestigiu.

Modest şi onest cu sine, atît în familie, cît şi în societate, aşa cum a trăit şi a muncit, tot aşa s-a şi desprins, pentru totdeauna, dintre noi, lăsînd în urmă regrete şi dureri.

**Victor Manitiu**

*

* *

Colegiul de redacţie al revistei ENERGETICA este alături de familia, prietenii şi colegii lui Florin Trandafirescu "Firică", omul deosebit de care suntem nevoiţi să ne despărţim.

**Preşedinte,**
**Eugeniu Pavel**

# SITUAȚIA ACTUALĂ A S.C. TERMOELECTRICA S.A. ŞI OPȚIUNI STRATEGICE PENTRU PERIOADELE 2001–2004 ŞI 2005-2010

ing. IOAN UNGUREANU*

*Articolul prezintă situația centralelor termoelectrice aparținînd S.C. Termoelectrica S.A. la finele anului 2000 şi problemele cu care se confruntă Societatea. După trecerea în revistă a poziției S.C. Termoelectrica S.A. pe piața de energie electrică şi termică, a structurii capacităților de producție şi a performanțelor tehnice ale acestora, se inventariază obiectivele strategice prioritare ale S.C. Termoelectrica S.A. şi se prezintă liniile directoare ale strategiei manageriale pentru perioadele 2001 ÷ 2004 şi respectiv 2005 ÷ 2010.*

*The article presents the actual situation of the cogeneration plants (CHP) owned by S.C. Termoelectrica S.A. company at the end of the year 2000 and the problems the company has to solve. After reviewing S.C. Termoelectrica S.A. company position on the electricity and heat market, the structure of its production capacities and their technical performances, the top priority strategic objectives are identified and the guidelines of the management strategy on the 2001-1004 and 2005-2010 periods of time are presented.*

Descriptori: producere energie electrică şi termică, obiective strategice prioritare, strategie managerială, linii directoare

## Introducere

S.C. Termoelectrica S.A. este o societate cu capital integral de stat, în subordinea Ministerului Industriei şi Resurselor, care asigură circa 60 % din necesarul de energie electrică al României (peste 70% din necesar în perioada de iarnă) şi energia termică în 29 de localități.

Are în componență 20 sucursale cu personalitate juridică limitată.

Puterea instalată, de circa 11 200 MW, este asigurată de echipamente vechi (73 % din parc are între 20 şi 40 ani), cu tehnologii şi performanțe la nivelul anilor '70.

La nivelul anului 2000, 65 % din energia termică este produsă în cogenerare, restul fiind produsă din cazane de apă fierbinte şi cazane de abur.

Ponderea surselor de producere a energiei electrice şi termice la nivelul anului 2000 este:

| • energie electrică: | • energie termică: |
|---|---|
| - 60,5% - cărbune; | - 22,8 % - pe cărbune; |
| - 10,3 % - pe păcură; | - 35,2 % - pe păcură; |
| - 27,6 % - pe gaze; | - 40,4 % - pe gaze; |
| - 1,2 % - din R.E.R. | - 1,6 % - din R.E.R. |
| - 0,4 % - hidro. | |

În anul 2000 s-au consumat:

- 23493 mii t lignit;
- 3410 mii t huilă, din care:
  - 72 mii t din import;
- 1667 mii t păcură, din care:
  - 1199 mii t din import;
- 3779 mil. $m^{3*}$ gaz metan, din care:
  - 1865 mil. $m^{3*}$ din import.

Situația dificilă financiară a S.C. Termoelectrica S.A. a făcut ca în anul 2000 să se cheltuiască pentru reparații doar 1 600 mld. lei (80,34 mil. USD), iar pentru activitatea de investiții 2 836 mld.lei.

La sfîrşitul anului 2000, numărul total de personal era de 28 314, din care direct productivi 24 557.

## 1. S.C. Termoelectrica S.A. pe piața de energie

Consumul de energie electrică şi termică a cunoscut o scădere continuă din anul 1989. Creşteri mici au avut loc în anii 1995 şi 1996.

Centralele termoelectrice aparținînd Societății Termoelectrica S.A. au asigurat între 67,1 % din consumul intern de energie electrică (în anul 1996) şi 57,3 % (în anul 2000). În anul 2001 se prevede ca S.C.Termoelectrica S.A. să acopere circa 61,6 % din consumul intern de energie electrică (anexa 1).

Ponderea cea mai mare în producția de energie electrică o au centralele pe cărbune; în ultimii ani producția acestora a crescut constant cu consecințe pozitive asupra costurilor de producție, cărbunele fiind în momentul de față cel mai ieftin combustibil (anexele 2 şi 3).

Producția de energie electrică se realizează în principal în grupuri de condensație de mare putere (anexa 4).

Producția de energie termică a cunoscut şi ea o scădere importantă, datorită, în principal, reducerii cererii din economie (abur industrial), precum şi datorită faptului că unii beneficiari (în special cei industriali) şi-au instalat surse proprii de producere a energiei termice. Livrarea energiei termice se face în 29 de localități, iar în unele orașe Termoelectrica deține şi rețelele primare de transport al energiei termice, funcționînd şi ca operator de transport pe piața locală de energie termică. Alimentarea cu energie termică şi apă caldă menajeră către populație s-a asigurat

* S.C. Termoelectrica S.A.

potrivit nivelului cererii şi în corelare cu onorarea contravalorii facturilor.

Energia termică produsă pe bază de gaze naturale, continuă să aibă cea mai mare pondere, urmată de energia produsă pe bază de păcură (anexele 5 şi 6). În principal energia termică se obţine din prizele turbinelor de cogenerare (65 %), ducînd la eficientizarea funcţionării centralelor de termoficare (anexa 7).

Structura de consum de combustibil urmăreşte structura de producţie a energiei electrice şi termice (anexele 8 şi 9).

## 2. Situaţia echipamentelor S.C. Termoelectrica S.A.

Din analiza de funcţionare a grupurilor termoenergetice aparţinînd S.C. Termoelectrica S.A., de la punerea în funcţiune şi pînă în prezent, se constată că din totalul puterii instalate circa 74,5 % reprezintă grupurile cu o vechime de peste 20 de ani, circa 24 % reprezintă grupurile cu o vechime cuprinsă între 11-20 ani, circa 0,75 % reprezintă grupurile cu o vechime cuprinsă între 6 -10 ani şi 0,75 % reprezintă grupurile cu o vechime cuprinsă între 0 - 5 ani.

### 2.1. Performanţe tehnice

Din analiza evoluţiei consumului specific brut de combustibil convenţional pentru producerea energiei electrice în perioada 1996–2000, atît pentru centralele pe cărbune, cît şi pentru cele pe hidrocarburi, rezultă o îmbunătăţire an de an a funcţionării termocentralelor S.C. Termoelectrica S.A.

Performanţele realizate în anul 2000 s-au datorat următorilor factori obiectivi /subiectivi :

- în semestrul I 2000 participarea centralelor hidroelectrice (aparţinînd S.C. Hidroelectrica S.A.) la acoperirea curbei de sarcină a permis funcţionarea S.C. Termoelectrica S.A. cu grupurile cele mai performante;
- în semestrul II, datorită lipsei de precipitaţii coroborată cu opririle C.N.E. Cernavodă (oprire planificată 536 h în luna octombrie şi opriri neplanificate 118 h în luna iulie şi 160 h în luna decembrie), centralele S.C. Termoelectrica S.A. au fost nevoite să funcţioneze la o sarcină electrică apropiată de cea disponibilă, avînd în vedere şi grupurile oprite programat conform graficului de reparaţii ;
- a putut fi respectată strategia S.C. Termoelectrica de oprire în sezonul cald a centralelor de termoficare (funcţionare sezonieră) pentru care consumul termic în lunile mai – octombrie este foarte scăzut;
- a crescut ponderea producţiilor unor centrale cu grupuri retehnologizate (Rovinari: 354,51 gcc/kWh; Turceni: 367,79 gcc/kWh) din totalul producţiei realizate la nivelul S.C. Termoelectrica S.A. ;
- s-a evitat funcţionarea grupurilor de termoficare în regim de condensaţie (pe cît posibil), în funcţie de dispoziţiile operative ale DEN.

La centralele pe hidrocarburi regimurile de funcţionare au fost în unele situaţii neeconomice, datorită utilizării instalaţiilor de vîrf (CAF, CAI), deoarece nu au fost condiţii de producere combinată a energiei electrice şi termice (atunci cînd consumul intern de energie electrică din SEN a fost redus); de exemplu: S.E. Bucureşti, S.E. Constanţa.

Un alt indicator foarte important (avînd în vedere că energia electrică facturată este cea livrată) este consumul propriu de energie electrică pentru producerea energiei electrice. Evoluţia acestui consum arată o scădere continuă în ultimii 5 ani la centralele pe cărbune, respectiv menţinerea acestuia la centralele pe hidrocarburi.

Acest fapt a fost posibil datorită optimizării funcţionării agregatelor auxiliare în funcţie de sarcina electrică pe centrală (grup).

Capacitatea grupurilor S.C. Termoelectrica S.A. de a răspunde solicitărilor DEN este evidenţiată de disponibilitatea de timp.

Din analiza anului 2000 pe grupuri rezultă valori cuprinse între 75-100 % (excepţii: grupul 6 Mintia – 41,5 % şi grupul 6 Turceni – 50,2 %, valori grevate de duratele de oprire în reparaţii planificate: 5136 h respectiv 3061 h) pentru disponibilitatea de timp, fapt remarcabil ţinînd cont de durata de viaţă a majorităţii instalaţiilor aflate în exploatare.

### 2.2. Pierderi în reţelele de termoficare

S.C. Termoelectrica S.A. alimentează 29 de localităţi, livrînd în anul 2000 consumatorilor de energie termică 22 389 Tcal. Livrările de energie termică se fac prin reţele de termoficare, S.C. Termoelectrica S.A. avînd în proprietate circa 2007 km reţele primare de transport, din care conducte montate aerian 1033,6 km, iar subteran circa 973,5 km, cele mai mari aflîndu-se la sucursalele Arad (288,2 km), Iaşi (283,7 km), Oradea (209,8 km), Ploieşti (192,6 km).

Livrările de energie termică au scăzut an de an (cu 70 % faţă de 1998), atît pe parte de abur, cît şi de apă fierbinte, cu excepţia anului 2000, cînd s-a înregistrat o uşoară creştere faţă de anul 1999 (vezi anexa 5).

Pierderile de căldură în reţelele de termoficare au crescut, de la circa 4 % în 1989 la 10,6 % în anul 2000. Pierderile cele mai mari au fost înregistrate de centralele Paroşeni 31,7 %, Giurgiu 28,7 %, Piteşti 24,2 %, Constanţa 22,6 %. Pe sezoane de încălzire vară-iarnă cele mai mari pierderi se înregistrează vara, cînd se funcţionează cu debite scăzute, mult inferioare celor pentru care au fost dimensionate reţelele. Aceste pierderi se datorează, pe de o parte, reducerii substanţiale a consumului (mai ales la livrările de abur, care au scăzut faţă de anul 1989 cu circa 90 %, multe centrale funcţionînd la limita minimului tehnic), iar, pe de altă parte, stării precare a reţelelor de termoficare, an

de an fondurile alocate reparaţiilor şi retehnologizărilor fiind din ce în ce mai mici.

Aceeaşi dinamică se înregistrează şi în ceea ce priveşte pierderile prin fluid. Astfel, debite de adaos însemnate au fost înregistrate în reţelele de termoficare ale centralelor Mintia, Paroşeni, Ploieşti, Piteşti, Palas, Giurgiu, Iaşi, Calafat.

Toate acestea reflectă faptul că în marea majoritate a cazurilor, din motive financiare, lucrările de reparaţii şi întreţinere a sistemelor de termoficare, de înlocuire a porţiunilor de conductă cu durata de viaţă expirată, de refacere a izolaţiei termice nu au mai ţinut pasul cu necesităţile, procesele de degradare amplificîndu-se an de an.

## 3. Program de reabilitare a unor capacităţi finanţat din credite externe

În scopul îmbunătăţirii performanţelor tehnice ale echipamentelor în cadrul S.C. Termoelectrica S.A. se derulează un program de reabilitare a unor capacităţi, finanţat din credite externe, care cuprinde următoarele obiective:

- CET Turceni–blocurile nr. 4 şi 5-330 MW = 660 MW – cărbune;
- CET Deva – blocul nr. 3 – 210 MW = 210 MW –cărbune;
- CET Bucureşti Sud–bl. nr. 3 şi 4 - 100 MW = 200 MW – hidrocarburi;
- CET Brăila – blocul nr. 1 – 210 MW = 210 MW – hidrocarburi.

TOTAL = 1 280 MW

- CET Iaşi II – cazanele pe cărbune nr. 1 şi 2 de 420 t/h;
- CET Suceava - cazanele pe cărbune nr. 1 şi 2 de 420 t/h.

Termene de PIF

- CTE Turceni–bl. 4–330 MW–trim. I 2002 şi bl. 5–330 MW – trim. IV 2004;
- CET Bucureşti Sud – bl. 3 – 100 MW – aprilie 2001 şi bl. 4 –100 MW – noiembrie 2001;
- CET Brăila–bl. 1- 210 MW – decembrie 2001;
- CET Deva – bl. 3 –210 MW – 2002;
- CET Iaşi II – cazan nr.1-420 t/h – în exploatare comercială 2000;
- cazan nr. 2 –420 t/h – în exploatare comercială 2001;
- CET Suceava – cazan nr. 2 – 420 t/h- în exploatare comercială 2000;
- cazan nr.1-420 t/h- februarie 2001 probe PIF.

## 4. Analiza posibilităţilor de acoperire a consumului de energie electrică şi termică de către S.C. Termoelectrica S.A. pe perioada 2001 - 2004

### 4.1. Prognoză asupra consumului de energie electrică şi termică

Avînd în vedere condiţiile specifice ale României din acest moment şi neexistînd elemente concrete privind dezvoltarea în perspectivă a diferitelor ramuri economice, este deosebit de dificilă şi mai ales nesigură efectuarea unor prognoze pe termen lung asupra evoluţiei consumului de energie electrică şi termică.

În această situaţie se consideră o prognozare a evoluţiei consumului numai pe termen scurt şi mediu, chiar şi în aceste variante mergîndu-se la limita minimă a perioadei de analiză.

*4.1.1. Energie electrică*

În anul 1999 consumul intern net de energie electrică al ţării a fost de 38,75 TWh, ceea ce reprezintă 54,3 % din consumul realizat în condiţii restrictive în anul 1989 (conform Comisiei Naţionale de Statistică – Balanţa energetică ). Acestei valori îi corespunde un consum intern brut (care cuprinde pierderile în reţele şi consumul propriu tehnologic al centralelor) de 49,89 TWh.

În anul 2000 s-a realizat un consum intern brut de energie electrică de 51,25 TWh, care, comparat cu consumul intern brut din anul precedent de 49,89 TWh, înregistrează o creştere de 2,7 %, ceea ce confirmă prognozele ultimilor ani, potrivit cărora 2000 este anul în care s-a stopat scăderea consumului de energie electrică şi respectiv anul în care a început creşterea acestuia.

Prognoza evoluţiei consumului intern brut de energie electrică s-a estimat pe baza *Strategiei naţionale de dezvoltare economică a României pe termen lung*, prezentată la sfîrşitul anului 2000 la Bruxelles, care prevede un ritm mediu anual al creşterii economice în perioada 2001–2004 de 4,75 %, respectiv o creştere a PIB cu 6 % în 2004 faţă de 2000.

Pentru următorii 4 ani (2001–2004) se consideră ca realistă o creştere medie anuală a consumului brut de energie electrică de 2 %.

Această prezumpţie este confirmată şi de lucrarea "*Raport cu rezultatele analizelor pe parcurs privind scenariile de dezvoltare a capacităţilor de producţie a energiei electrice şi termice şi a reţelelor de transport pînă în anul 2005 şi orientativ 2010*" întocmită de Direcţia Studii şi Proceduri din Transelectrica S.A. în martie 2000.

Evoluţia estimată a consumului intern brut de energie electrică este prezentată în tabelul 1.

Chiar dacă se consideră că ritmul activităţii economice poate înregistra în perioada 2000-2004 o creştere de 4-5 % anual (conform *Programului naţional de aderare a României la Uniunea Europeană*, prezentat la Bruxelles în mai 2000) şi că, în general, creşterea consumului de energie este proporţională cu ritmul de dezvoltare economică, în cazul strict al României creşterea producţiei interne de energie electrică se apreciază că va fi mai mică, din următoarele motive: presiunile internaţionale vor obliga România să deschidă piaţa de energie electrică mai mult de 15 % cît este în prezent şi în această situaţie este foarte probabil ca, în condiţiile conjuncturale actuale ale pieţei

internaţionale de energie, să se realizeze unele importuri de energie electrică;

*Tabelul 1*
[TWh/an]

| | Realizări 1999 | Realizat 2000 | Estimat 2001 | Estimat 2002 | Estimat 2003 | Estimat 2004 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Consum intern brut de energie electrică pe total ţară | 49,89 | 51,25 | 52,28 | 53,30 | 54,33 | 55,35 |

- presiunile externe şi intenţia fermă a României de a intra în Comunitatea Europeană vor determina probabil Guvernul să adopte o Lege a mediului mult mai restrictivă decît cea actuală, ceea ce va duce la necesitatea opririi unor grupuri pînă la realizarea normelor de mediu;
- este probabil ca unii mari consumatori industriali, în special cei care au intrat sau vor intra în diferite forme de parteneriat cu firme străine, să înceapă programe de retehnologizare şi modernizare, care vor conduce şi la reducerea consumului de energie electrică al acestor consumatori.

Tot datorită condiţiilor conjuncturale ale pieţei internaţionale de energie este posibil ca unii mari consumatori industriali, care au producţie de export şi ca urmare beneficiază de valută forte, să îşi realizeze surse proprii. În acelaşi timp, este foarte posibilă apariţia cîtorva producători independenţi de energie.

Se apreciază că toate aceste situaţii vor duce la scăderea ponderii termocentralelor S.C. Termoelectrica S.A. în acoperirea consumului.

Analiza efectuată asupra consumului de energie electrică nu a luat în calcul un eventual export, deşi există tendinţe în susţinerea acestei idei.

Experienţa ultimilor 5 ani şi evoluţia pieţei europene de energie au dus la concluzia că premisa unor exporturi importante de energie electrică pe termen lung este nerealistă, din următoarele motive:

- marea majoritate a ţărilor europene înregistrează reduceri sensibile ale consumului de energie electrică şi ca urmare au un important excedent de capacitate;
- deschiderea accentuată a pieţei libere de energie determină o ascuţire a concurenţei pe această piaţă, ceea ce va conduce la o reducere spectaculoasă a preţurilor de vînzare (chiar sub 25 USD/MWh), situaţie în care va fi foarte greu pentru S.C. Termoelectrica S.A. să găsească contracte de export avantajoase pe termen lung.

*4.1.2. Energie termică*

În anul 1999, pentru acoperirea consumului de energie termică al României, a fost necesară producerea a 74 800 Tcal, din care 27 700 Tcal (37 %) au reprezentat energia termică produsă din sursele Societăţii Termoelectrica S.A.

Avînd în vedere că societatea noastră alimentează cu apă fierbinte numai 29 de localităţi din ţara noastră, nu deţinem suficiente date pentru a face o prognoză asupra consumului de energie termică al României şi deci, se va considera o prognoză a evoluţiei consumului numai la consumatorii din localităţile alimentate cu energie termică de S.C. Termoelectrica S.A.

Producţia de energie termică realizată de S.C. Termoelectrica S.A. în anul 2000, a fost de 24955 Tcal, cu circa 10 % mai mică decît cea din anul 1999.

Evoluţia estimată a producţiei de energie termică a S.C. Termoelectrica S.A. este prezentată în tabelul 2.

*Tabelul 2*
[Tcal/an]

| | Realizări 1999 | Realizat 2000 | Estimat 2001 | Estimat 2002 | Estimat 2003 | Estimat 2004 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Producţia de energie termică din Termo-electrica | 27 700 | 24 955 | 26 165 | 26 300 | 26 600 | 26 900 |

**4.2. Posibilităţi de acoperire a consumului de către S.C. Termoelectrica S.A.**

*4.2.1. Energie electrică*

Consumul intern net al României de 38,75 TWh, înregistrat în anul 1999, corespunde unei producţii interne brute de energie electrică de 50,71 TWh.

La realizarea acestei producţii de energie electrică au participat S.C. Termoelectrica S.A., S.C. Hidroelectrica S.A., CNE Cernavodă, producătorii independenţi şi autoproducătorii.

Producţiile interne de energie electrică pe total ţară şi defalcat pe principalii producători, înregistrate în anii 1999 şi 2000, precum şi estimările pentru următorii patru ani, sunt prezentate sintetic în tabelul 3.

Estimările modului de acoperire a consumului pentru perioada 2001–2004 au ţinut cont de următoarele premise:

- producţia brută de energie electrică a hidrocentralelor şi a CNE Cernavodă se va menţine la un nivel apropiat de cel realizat în anul 2000;
- în anul 2001, avînd în vedere prognozele specialiştilor, s-a estimat ca realistă o valoare de 12,4 TWh pentru producţia brută de energie electrică a hidrocentralelor;
- valoarea de 14,5 TWh, pentru producţia brută de energie electrică a hidrocentralelor în perioada 2002–2004, a fost estimată ţinînd cont că, deşi producţia

*Tabelul 3*
[TWh]

| | Realizări 1999 | Realizat 2000 | Estimat 2001 | Estimat 2002 | Estimat 2003 | Estimat 2004 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Producţia brută total ţară Din care: | 50,71 (100 %) | 51,95 (100 %) | 53,00 (100 %) | 54,04 (100 %) | 55,08 (100 %) | 56,12 (100 %) |
| • Hidrocentrale (S.C. Hidroelectrica S.A. S.C. Electrica S.A.) | 18,24 (35,9 %) | 14,68 (28,3 %) | 12,48 (23,5 %) | 14,5 (26,8 %) | 14,5 (26,3 %) | 14,5 (25,8 %) |
| • Termocentrale S.C. Termoelectrica S.A. | 25,06 (49,4 %) | 29,72 (57,2 %) | 32,52 (61,4 %) | 31,24 (57,8 %) | 32,08 (58,3 %) | 32,92 (58,7 %) |
| • CNE | 5,2 (10,3 %) | 5,45 (10,6 %) | 5,5 (10,4 %) | 5,5 (10,2 %) | 5,5 (10,0 %) | 5,5 (9,8 %) |
| • Producători independenţi şi autoproducători | 2,21 (4,4 %) | 2,10 (4,0 %) | 2,50 (4,7 %) | 2,80 (5,2 %) | 3,00 (5,4 %) | 3,20 (5,7 %) |

hidro corespunzătoare valorilor debitelor medii multianuale de calcul pe 50 de ani este de 16,1 TWh, datele statistice din perioada 1989-1999 demonstrează că anii în care producţia de energie electrică a hidrocentralelor s-a situat sub 14,5 TWh au avut o frecvenţă mai mare decît anii în care această valoare a fost depăşită.

În conformitate cu Nota aprobată de Consiliul de Administraţie al S.C. Termoelectrica S.A. din 07.06.2000 (Hotărîrea nr. 10), la sfîrşitul anului 2000 trebuie să rămînă în exploatare blocuri energetice însumînd o putere instalată de 11 162 MW, cărora le corespunde o putere maximă disponibilă de 8 150 MW. La aceasta se mai adaugă o putere instalată de 109 MW, corespunzătoare grupurilor instalate în hidrocentralele de mică putere care aparţin societăţii noastre.

La consumurile anuale de energie electrică prezentate anterior, au corespuns, în perioada 1999–2000, vîrfuri orare de consum de 8 300 MW, în perioada de iarnă, respectiv 6500 MW, în perioada de vară. În luna ianuarie 2001 vîrfurile orare de consum au înregistrat valori mai ridicate, în jur de 8 700 MW.

Dacă se urmăresc puterile la vîrf ale S.C. Termoelectrica S.A. în ultimele 12 luni, se constată că în perioada de iarnă (lunile noiembrie–martie) acestea au avut valori cuprinse între 5100–5700 MW, iar în perioada de vară (lunile aprilie–octombrie), între 3500–3800 MW. În luna ianuarie 2001 vîrfurile orare de consum au înregistrat valori mai ridicate, de circa 5850 MW.

Pentru energia electrică estimată a fi produsă de S.C. Termoelectrica S.A. în anul 2004, se va înregistra o creştere a puterilor livrate la vîrf de circa 600 MW, iarna, şi de 400 MW, vara, şi prin urmare puterile maxime ce vor trebui acoperite la vîrf de Societatea Termoelectrica S.A. vor avea valori cuprinse între 6 450–7 000 MW, iarna, şi între 3900–4200 MW, vara.

Pentru a putea determina puterile disponibile necesare pentru iarnă/vară în anul 2004, s-au avut în vedere capacităţile în reparaţii planificate, în reparaţii accidentale, precum şi restricţiile de reţea, lipsa de combustibil şi de rezervă de putere pentru oprirea planificată a CNE Cernavodă, pentru ultimele trei aplicîndu-se un coeficient de nesimultaneitate de 50 %.

Date sintetice sunt prezentate în tabelul 4.

Ţînînd cont că pînă în anul 2004 vor fi finalizate o serie de lucrări de reabilitare (Turceni gr. 4, Deva gr. 3, Brăila gr. 1, Işalniţa gr. 8, Rovinari gr. 8) puterea disponibilă poate fi asigurată cu actualele echipamente dacă la nivel de Termoelectrica se adoptă o politică corespunzătoare privind retehnologizarea unor capacităţi sau realizarea de investiţii noi cu tehnologii performante.

*Tabelul 4*
[MW]

| Nr. crt. | | În regim de iarnă | În regim de vară |
|---|---|---|---|
| 1. | Putere livrată la vîrf/ 2001 ($P_v$) | 7 000 | 3 800 |
| 2.* | Reglaj primar, secundar, rezervă turnantă | 200 | 200 |
| 3.* | Rezervă DEN | 200 | 200 |
| 4.* | Rezervă de putere pentru oprirea CNE Cernavodă | 280 | 280 |
| 5. | Putere disponibilă în exploatare ($P_{d\ exp}$) | 7 680 | 4 480 |
| 6. | Putere disponibilă în reparaţii planificate | 980 | 1 600 |
| 7. | Putere disponibilă în reparaţii accidentale | 1 200 | 600 |
| 8. | Putere disponibilă necesară, TE ($P_d$) | 9 860 | 6 680 |

* Conform contract ANRE

*4.2.2.Energie termică*

Din analiza de detaliu a balanţei necesar/capacităţi în toate cele 29 de localităţi în care sursele S.C. Termoelectrica S.A. livrează energie termică rezultă că la nivelul anului 2000 următoarele localităţi prezintă un deficit de energie termică: Bucureşti, Valea Jiului, Timişoara, Arad, Constanţa.

Dacă necesarul de energie termică nu se va modifica în următorii ani, deficitul de capacitate s-ar compensa astfel:

- Bucureşti: se va rezolva după punerea în funcţiune a CAF-urilor din CET Progresu şi CET Bucureşti Vest, eventual şi a turbinelor cu gaze din CET Grozăveşti;
- Valea Jiului: se va rezolva după punerea în funcţiune a blocului nr. 4 de 150 MW - CET Paroşeni;

- Timişoara: se poate rezolva prin instalarea etapizată a două grupuri turbină cu gaze şi cazan recuperator apă fierbinte;

- Arad: se poate rezolva prin instalarea unei noi capacităţi energetice în cogenerare de circa 40 MW şi 100 Gcal/h;

- Constanţa: se va rezolva prin reabilitarea celor două grupuri de 50 MW;

- Iaşi, se va rezolva după finalizarea trecerii pe huilă a cazanului nr. 2 din CET Holboca.

Concluzia acestei analize confirmă rezultatele balanţei capacităţi/consum la energia electrică, respectiv că pînă în anul 2004 nu sunt necesare investiţii noi pentru acoperirea necesarului de energie termică. Necesitatea unor noi investiţii va fi dictată numai de modificări ale reglementărilor de protecţia mediului sau de schimbări de esenţă în echilibrul pieţelor de combustibili.

## 5. Obiective strategice prioritare la nivel de S.C. Termoelectrica S.A.

Deziderатul principal al activităţii S.C. Termoelectrica S.A. îl constituie asigurarea unei producţii de energie electrică şi termică în condiţii de eficienţă, la un nivel ridicat de performanţă şi cu impact redus asupra mediului.

Pentru realizarea acestui deziderat obiectivele prioritare ale S.C. Termoelectrica S.A. sunt:

- redresarea situaţiei financiare prin stoparea pierderilor şi micşorarea treptată a gradului de îndatorare a societăţii;

- consolidarea şi dezvoltarea societăţii printr-un management performant;

- asigurarea de surse financiare interne şi/sau atrase pentru realizarea obiectivelor;

- înnoirea parcului de echipamente prin implementarea de tehnologii performante;

- parteneriate cu investitori strategici;

- cucerirea de noi pieţe de energie electrică în ţară şi în afară;

- cucerirea de noi pieţe de energie termică;

- realizarea de parteneriate cu investitori străini sau societăţi comerciale româneşti în domeniul producerii, transportului şi distribuţiei de energie electrică şi termică, cu furnizorii de combustibili, marii consumatori, firme de construcţii-montaj, prestări servicii, parteneriate prin care Termoelectrica să devină o societate mai puternică;

- realizarea unui pact social cu organizaţiile sindicale pentru o perioadă lungă de timp, pentru ca, împreună, să se poată asigura prosperitatea societăţii;

- iniţierea unor programe de privatizare, acolo unde situaţia o impune şi rezultatele financiare se dovedesc a fi mai bune;

- cotarea la bursă a acţiunilor societăţii;

- realizarea în cadrul societăţii a măsurilor ce derivă din perspectiva aderării României la Uniunea Europeană;

- diversificarea gamei de servicii în care Termoelectrica să pătrundă pe piaţa internă şi externă.

## 6. Strategia managerială pentru perioada 2002 – 2004

### 6.1. În domeniul organizatoric

1. Promovarea unor noi structuri organizatorice pentru:

- valorificarea patrimoniului centralelor trecute în conservare sau în închidere operaţională. În viitor noua entitate se poate transforma în filială/societate comercială;

- recuperarea creanţelor la energia electrică şi termică;

- prospectarea pieţei;

- relaţia cu ANRE, care să asigure interfaţa şi iniţierea unor norme şi reglementări adaptate la S.C. Termoelectrica S.A.

2. Eficientizarea activităţii globale a Societăţii Comerciale Termoelectrica S.A. prin înfiinţarea de societăţi comerciale pe acţiuni sau societăţi mixte pentru:

- asigurarea cu combustibili;

- producerea şi distribuţia energiei electrice şi termice cu caracter local sau zonal.

3. Realizarea de parteneriate/holdinguri cu alte societăţi de producere, distribuţie energie electrică şi termică, cu furnizorii de combustibili etc.

### 6.2. În domeniul financiar

Pentru îmbunătăţirea situaţiei în domeniul financiar se consideră necesare următoarele:

– aprobarea unui BVC care să asigure recuperarea pierderilor din anii 1999 şi 2000 într-o perioadă de maximum 3 ani;

– aprobarea unui buget de venituri care să prevadă o rentabilitate economică superioară ratei medii a dobînzilor pentru creditele contractate;

– recunoaşterea de către ANRE şi Oficiul Concurenţei a preţurilor şi tarifelor din bugetele aprobate;

– alocarea resurselor financiare pe obiectivele prioritare pentru finalizarea rapidă a acestora.

### 6.3. În domeniul pieţei de energie electrică şi termică

Se preconizează următoarele măsuri:

– orientarea S.C. Termoelectrica S.A. către consumatorii care îşi pot alege furnizorul de energie electrică (în asociere cu ceilalţi producători);

– orientarea S.C. Termoelectrica S.A. către export;

– folosirea unui sofware adecvat construirii unei oferte competitive pe piaţa energiei (ţinînd cont de existenţa celorlalţi producători şi de import);

– efectuarea unei analize legate de piaţa de energie termică (în sensul stabilirii portofoliului de consumatori viabili pentru energie termică);

– implicarea Termoelectrica în proiecte de surse de energie realizate de către alţi participanţi la piaţă;

– eficientizarea instalaţiilor proprii pentru reducerea costurilor interne;

– realizarea de surse noi de energie termică sau prestarea de servicii în domeniul şi în diverse localităţi sau la consumatorii noi, chiar în afara celor 29 localităţi;

– promovarea unor acte legislative pentru practicarea unor tarife locale la energia termică.

**6.4. În domeniul asigurării cu combustibil**

Se va urmări:

–asigurarea unei balanţe echilibrate de combustibili, atît pe tipuri de combustibili, cît şi pe surse (intern sau import);

–utilizarea în centralele de termoficare care deservesc marile aglomerări urbane numai a păcurii cu conţinut de sulf sub 1%, cu tendinţă de generalizare, pe viitor, la toate centralele din S.C. Termoelectrica S.A.;

–realizarea în vară de stocuri de combustibili corelat cu consumul din iarnă.

**6.5. În domeniul surselor de energie electrică şi termică**

Actualul parc de echipamente trebuie înnoit. Se impune realizarea de noi investiţii nu pentru a satisface o cerere suplimentară de energie, ci pentru a înlocui echipamentele actuale, vechi şi neperformante.

Trebuie să se pună un accent mai mare pe investiţiile noi cu tehnologii performante sau pe retehnologizări profunde. Reabilitările angajate pînă acum nu fac decît să prelungească cu 15–20 ani performanţele tehnice ale anilor '70.

De asemenea trebuie să se elaboreze studii/analize prin care să se stabilească:

- care instalaţii se retehnologizează şi care se înlocuiesc prin investiţii noi;
- ce soluţii tehnologice noi se pot implementa şi unde;
- ce putere vor avea noile capacităţi ;
- ce combustibili se vor folosi.

Va trebui să se elaboreze programe realiste, susţinute financiar, de implementare de soluţii performante la echipamentele energetice şi termice.

Stabilirea priorităţii de utilizare a fondurilor pentru realizarea lucrărilor de reparaţii şi investiţii şi scoaterea treptată din parcul de funcţionare a echipamentelor neperformante sunt alte măsuri ce trebuie luate în domeniul surselor de energie electrică şi termică.

**6.6. În domeniul protecţiei mediului**

Strategia de mediu a S.C. Termoelectrica S.A. se înscrie în direcţiile precizate în planul naţional de acţiuni pentru protecţia mediului şi Strategia naţională pentru dezvoltare durabilă. Aceste documente sunt preluate şi în Strategia naţională de dezvoltare economică a României pe termen mediu şi Programul de guvernare 2000–2004.

Liniile directoare generale ale politicii de mediu urmăresc:

- Iniţierea de studii tehnico-economice privind evaluarea costului măsurilor necesare pentru încadrarea obiectivelor S.C. Termoelectrica S.A. în condiţiile impuse de legislaţia română în vigoare (etapa I) şi respectiv cele impuse de alinierea României la Aquis-ul comunitar de mediu, în scopul fundamentării unei politici MAPM realiste şi ponderate de reglementări.
- Declanşarea unor acţiuni pentru determinarea MAPM să promoveze cadrul legislativ necesar producătorilor români de energie în negocierea dreptului de emisii cu efect de seră.
- Orientarea politicii de mediu spre acţiuni preventive în locul celor corective, care sunt mult mai costisitoare.

Măsurile care urmează să fie adoptate vor considera eficienţa energetică drept cea mai importantă cale de reducere a poluării.

Acţiunile preconizate sunt:

**1.** Pentru protecţia atmosferei:

–repararea, reabilitarea, retehnologizarea instalaţiilor de desprăfuire electrostatică cu care sunt echipate blocurile funcţionînd cu cărbune, astfel încît concentraţia de pulberi în gazele arse să se încadreze în prevederile legislaţiei de mediu în vigoare;

–modernizarea instalaţiilor de ardere a combustibililor, astfel încît conţinutul de $NO_x$ în gazele arse să se încadreze în normele legale, iar randamentul arderii să fie maxim;

–utilizarea de păcură cu conţinut redus de sulf (sub 1 %) în toate termocentralele şi în special în marile aglomerări urbane din Bucureşti, Constanţa, Iaşi Timişoara, Arad;

–continuarea acţiunii de protejare a suprafeţelor depozitelor de zgură şi cenuşă împotriva spulberărilor prin lucrări de copertare şi creare de perdele arboricole la limita depozitelor, precum şi prin utilizarea tehnologiilor mai puţin poluante (evacuare în mediu dens);

–monitorizarea, cu instalaţii fixe şi mobile, a emisiilor poluante, pentru întreg parcul de termocentrale şi centrale termice al S.C. Termoelectrica S.A. şi a calităţii apelor uzate evacuate în emisar sau în haldele de zgură şi cenuşă.

**2.** Pentru protecţia solului:

- supravegherea permanentă a digurilor depozitelor de zgură şi cenuşă pentru a se putea preveni eventualele ruperi ale acestora, redarea în circuitul agricol a depozitelor de zgură şi cenuşă cu capacitate de stocare epuizată, supravegherea permanentă a forajelor din jurul depozitelor de zgură şi cenuşă, pentru depistarea la timp a infestării pînzei freatice cu substanţe poluante şi luarea măsurilor corective;

- încurajarea acţiunilor de valorificare industrială a cenuşii.

3. Pentru protecţia apei:

- recuperarea apelor de hidrotransport în procent cît mai mare, pentru a se evita ajungerea acestora în pînza freatică a solurilor riverane.

**6.7. În domeniul asigurării calităţii:**

• Promovarea procedurilor de asigurare a calităţii în întreaga structură a S.C. Termoelectrica S.A., ca instrument cu ajutorul căruia se pot ţine sub control factorii tehnici, administrativi şi umani care influenţează calitatea energiei electrice şi termice, precum şi a serviciilor asociate.

• Actualizarea prescripţiilor energetice ţinînd cont de structura organizatorică şi economică a S.C. Termoelectrica S.A.

• Promovarea unui sistem de asigurări a furnizorilor de servicii ai S.C. Termoelectrica S.A., pentru lucrările de mare importanţă şi valoare (de exemplu: reparaţii capitale, modernizări, investiţii).

**6.8. În domeniul resurselor umane**

**Obiectivul principal al politicii societăţii în domeniul resurselor umane** este dobîndirea şi menţinerea abilităţilor (competenţelor), precum şi motivaţia necesară pentru a îndeplini cu succes noua misiune, într-un mediu competitiv, în care cerinţele clienţilor devin prioritare.

Pentru atingerea obiectivelor generale, **acţiunile prioritare** în domeniul managementului şi resurselor umane sunt:

➢ elaborarea şi aprobarea unei politici a S.C. Termoelectrica S.A. în domeniul resurselor umane;

➢ evaluarea performanţelor individuale ale managerilor şi a performanţelor colective ale compartimentelor;

➢ creşterea performanţelor în activitate prin reanalizarea şi îmbunătăţirea procesului de pregătire profesională;

➢ redefinirea programelor de profesionalizare managerială pentru cadrele de conducere ale societăţii comerciale;

➢ realizarea unui sistem de informaţii (baze de date) în domeniul resurselor umane;

➢ realizarea unei stări de securitate a sistemului de muncă în paralel cu îmbunătăţirea condiţiilor de muncă, în scopul asigurăriii securităţii şi sănătăţii personalului;

➢ restrîngerea numărului de posturi la necesar şi programul social aferent:

– funcţie de aplicarea strategiei S.C. Termoelectrica S.A. în domeniul tehnic (program casare, conservare, opriri pe termen lung a unor capacităţi de producţie, externalizări etc.), este necesară revizuirea numărului de posturi şi stabilirea posturilor strict necesare în vederea funcţionării în condiţii de eficienţă economică;

➢ îmbunătăţirea sistemului de salarizare actual.

## 7. Linii directoare ale strategiei S.C. Termoelectrica S.A. pentru anii 2004 - 2010

Creşterea consumului de energie, corelată cu îmbătrînirea tot mai accentuată a capacităţior energetice care echipează centralele S.C. Termoelectrica S.A. conduce la necesitatea realizării de noi capacităţi de producere.

În cazul în care grupul 2 de la CNE Cernavodă se va pune în funcţie pînă în anul 2005, rezultă că primele noi capacităţi pe combustibili fosili vor fi necesare după anul 2007.

Dat fiind duratele mari de implementare a unor capacităţi noi, trebuie ca cel mai tîrziu în anii 2003–2004, Termoelectrica să-şi definească politica şi programul investiţional, privind combustibilul, puterea grupurilor, amplasamentele, tehnologia.

Structura de combustibil a parcului de centrale al S.C. Termoelectrica S.A. va fi una echilibrată, care să permită modificarea rapidă a ponderii unuia sau altuia din tipurile de combustibil, în funcţie de conjunctura pieţei internaţionale.

Cum pînă în anul 2010, marile grupuri în condensaţie pe lignit şi huilă existente în Turceni, Rovinari, Mintia şi Işalniţa nu îşi vor fi epuizat durata normată de viaţă (extinsă prin reabilitările în curs în prezent), este de presupus că primele noi capacităţi de producţie vor fi cicluri combinate abur–gaze, cu o capacitate de circa 100-300 MW/unitate.

Ca amplasament, ţinînd cont de evoluţiile generale impuse de economia de piaţă şi în special de creşterea spectaculoasă a costurilor legate de achiziţia de mari terenuri, analizele tehnico–economice efectuate conduc la concluzia amplasării noilor capacităţi de producţie energie electrică în actualele centrale, pe locul vechilor grupuri, deja retrase din exploatare, ce vor fi dezafectate în următorii ani.

Pentru gaze naturale, amplasamentele posibile sunt Iernut, Brazi, Borzeşti, eventual Işalniţa sau chiar Doiceşti, pentru lignit Rovinari (pe locul etapei 2 x 200 MW), pentru huilă Mintia, Paroşeni sau chiar Işalniţa, iar pentru păcură Brăila.

Un element important în decizia amplasamentului îl va avea sursa de achiziţie a combustibilului: ţară sau import.

Următoarele noi capacităţi, ce vor fi puse în funcţiune pînă în anul 2010 şi imediat după, vor fi grupuri noi, de 400–500 MW/unitate, pe lignit şi respectiv pe huilă, în tehnologii de ardere la nivelul tehnicii mondiale şi dotate cu instalaţii performante de reducere a impactului asupra mediului înconjurător: electrofiltre, arzătoare cu $NO_x$ redus şi instalaţii de desulfurare.

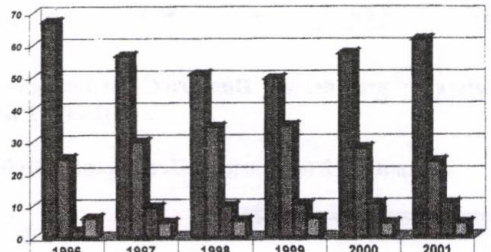
O atenţie deosebită va fi acordată instalaţiilor de automatizare, atît în scopul de a reduce semnificativ personalul de exploatare al centralelor electrice, cît şi pentru a elimina riscurile unei exploatări necorespunzătoare a instalaţiilor.

O altă tendință pe care o vom promova va fi dotarea instalațiilor energetice cu acele aparate de măsură care să permită monitorizarea on–line a instalațiilor şi trecerea de la mentenanța corectivă şi preventivă sistematică la cea predictivă.

Modernizări de mai mică anvergură, dar cu efecte sensibile asupra reducerii consumurilor specifice şi a consumurilor proprii tehnologice, vor fi aplicate la grupurile existente, a căror durată normată restantă de viață este de minimum 7–10 ani.

**Anexa 1**

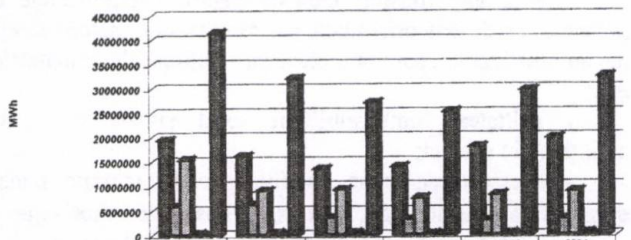
**Energie electrică produsă [%]din totalul producției pe țară**



| | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| S.C.Termoelectrica | 67,1 | 56,4 | 50,7 | 49,3 | 57,3 | 61,6 |
| S.C.Hidroelectrica | 24,6 | 29,6 | 34,3 | 34,7 | 27,8 | 23,6 |
| CNE | 2,2 | 9,4 | 9,8 | 10,1 | 10,5 | 10,5 |
| Altii | 6,1 | 4,6 | 5,2 | 5,9 | 4,4 | 4,3 |

**Anexa 2**

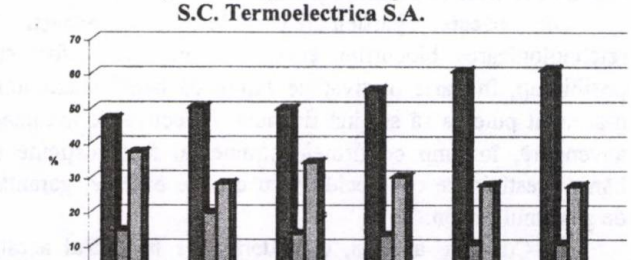
**Producția de energie electrică pe sorturi în S.C. Termoelectrica S.A.**



| | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | An 2000 | 2001 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| -pe carbune | 19457806 | 16120954 | 13473625 | 13910314 | 17994905 | 19790000 |
| -pe pacura | 5979139 | 6273760 | 3634808 | 3257444 | 3046833 | 3334000 |
| -pe gaze | 15445747 | 9025240 | 9291278 | 7581246 | 8200802 | 8894000 |
| -pe R.E.R | 434738 | 471284 | 503950 | 305844 | 351774 | 414000 |
| | 180075 | 209223 | 240574 | 200314 | 125045 | 88000 |

**Anexa 3**

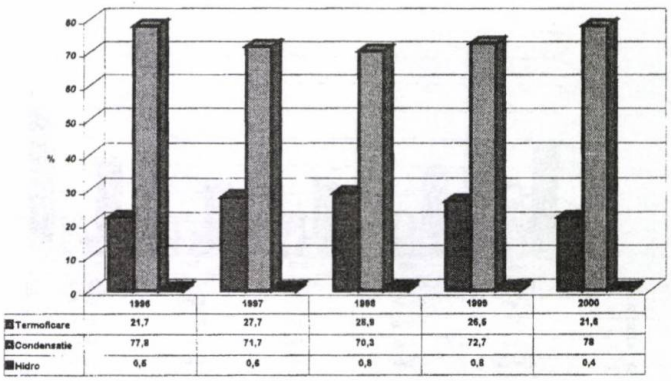
**Producția de energie electrică pe sorturi în S.C. Termoelectrica S.A.**



| | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | An 2000 | 2001 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| -pe carbune | 46,9 | 50,2 | 49,6 | 55,1 | 60,5 | 60,9 |
| -pe pacura | 14,4 | 19,5 | 13,4 | 12,9 | 10,3 | 10,3 |
| -pe gaze | 37,2 | 28,1 | 34,2 | 30 | 27,8 | 27,3 |
| -pe R.E.R | 1 | 1,5 | 1,9 | 1,2 | 1,2 | 1,3 |
| -pe apa | 0,5 | 0,7 | 0,9 | 0,8 | 0,4 | 0,2 |

**Anexa 4**

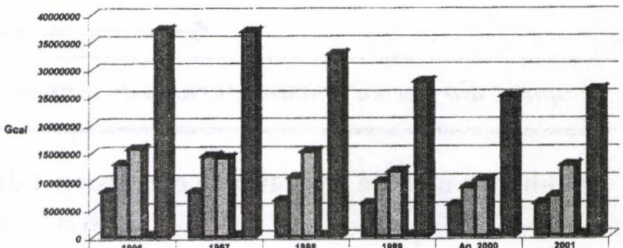
**Energie electrică produsă [%]după modul de producere**



| | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 |
|---|---|---|---|---|---|
| Termoficare | 21,7 | 27,7 | 28,9 | 26,6 | 21,6 |
| Condensatie | 77,8 | 71,7 | 70,3 | 72,7 | 78 |
| Hidro | 0,6 | 0,6 | 0,8 | 0,8 | 0,4 |

**Anexa 5**

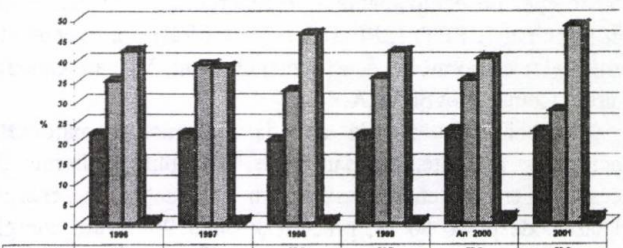
**Producția de energie termică pe sorturi în S.C. Termoelectrica S.A.**



| | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | An 2000 | 2001 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| -pe carbune | 8199563 | 8131234 | 6664410 | 6018882 | 5684119 | 8818000 |
| -pe pacura | 13011671 | 14334449 | 10684289 | 8903037 | 8781072 | 7260000 |
| -pe gaze | 15700142 | 14067432 | 15174506 | 11638701 | 10088812 | 12666000 |
| -pe R.E.R | 297462 | 326034 | 237192 | 146831 | 393679 | 386000 |
| Total | 37208738 | 36859149 | 32760387 | 27707451 | 24956662 | 29156000 |

**Anexa 6**

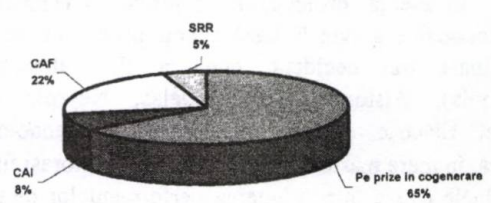
**Producția de energie electrică pe sorturi în S.C. Termoelectrica S.A.**



| | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | An 2000 | 2001 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| -pe carbune | 22 | 22,1 | 20,3 | 21,7 | 22,8 | 22,8 |
| -pe pacura | 35 | 35,9 | 32,6 | 35,7 | 35,3 | 27,7 |
| -pe gaze | 42,3 | 38,2 | 46,3 | 42 | 40,4 | 48,2 |
| -pe R.E.R | 0,8 | 0,8 | 0,9 | 0,6 | 1,6 | 1,5 |

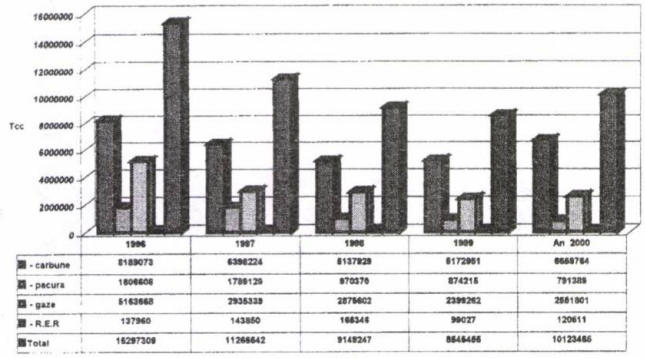
**Anexa 7**

**Energia termică produsă în S.C. Termoelectrica S.A. în anul 2000 după sursele de producere**



Anexa 8

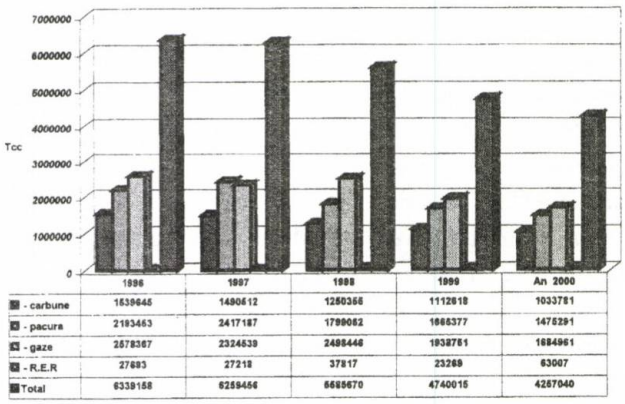
**Combustibilul consumat pentru producerea energiei electrice**




| | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | An 2000 |
|---|---|---|---|---|---|
| - carbune | 8189073 | 6396224 | 6137929 | 6172951 | 6668764 |
| - pacura | 1806608 | 1788129 | 970376 | 874215 | 791389 |
| - gaze | 5163668 | 2935339 | 2875602 | 2399262 | 2561801 |
| - R.E.R | 137960 | 143850 | 166346 | 99027 | 120611 |
| Total | 15297309 | 11266642 | 9149247 | 8545456 | 10123465 |

Anexa 9

**Combustibilul consumat pentru producerea energiei termice**




| | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | An 2000 |
|---|---|---|---|---|---|
| - carbune | 1639645 | 1490612 | 1250366 | 1112618 | 1033781 |
| - pacura | 2193463 | 2417187 | 1799082 | 1666377 | 1475291 |
| - gaze | 2578367 | 2324639 | 2498446 | 1938761 | 1884961 |
| - R.E.R | 27693 | 27218 | 37817 | 23269 | 63007 |
| Total | 6339158 | 6259456 | 5585670 | 4740015 | 4257040 |

**Referent : prof. dr. ing. Dumitru Cezar Ionescu – Universitatea POLITEHNICA, Bucureşti**

**(Primit la 12 februarie 2001, acceptat la 16 februarie 2001)**

*O opinie din partea constructorului de maşini*

## Probleme actuale din ramura construcţiei de maşini, subramura echipamente termoenergetice

ing. STELIAN OPRESCU – ICPET S.A.

Ideile expuse în continuare au fost sugerate de masa rotundă „Tehnici şi procese pe piaţa în curs de liberalizare. Strategii pe termen mediu ale companiilor şi societăţilor din sectorul energiei electrice şi termice" organizată de Asociaţia Ştiinţifică şi Tehnică a Energeticienilor din România – ASTER, la care s-a prezentat şi strategia pe termen scurt şi mediu în domeniul termoenergeticii.

Societăţile comerciale implicate în subramura construcţiei de echipamente termoenergetice sunt cunoscute (în principal ICPET, ISPE şi ICEMENERG), iar executanţii proiectelor elaborate de aceste institute sunt: Vulcan, General Turbo, Comelf, SAEM S.A.

În cei circa 50 de ani de existenţă a majorităţii societăţilor amintite, echipamentele concepute şi livrate de acestea Termoelectricii asigură o producţie de energie electrică de peste 50 %, precum şi circa 90 % din energia termică destinată termoficării marilor oraşe din România.

După 1990, în diferite ocazii, factorii politici de decizie au lansat, generalizînd fără temei, părerea că echipamentele româneşti sunt uzate din punct de vedere fizic şi moral, fără a face o analiză profundă a împrejurărilor în care acestea au fost fabricate şi exploatate.

În esenţă, proiectarea de produs a echipamentelor termoenergetice a avut la bază licenţe prelucrate de la firme prestigioase din occident, cum ar fi: Babcock, Lurgi (Germania), Alstom, Rateau, Delas, Neyrpic (Franţa), General Electric (SUA), iar proiectarea tehnologică se bazează, în mare măsură, pe know-now-ul aceloraşi firme.

Unele cauze în neatingerea performanţelor de proiect a echipamentelor româneşti au la bază anumite motivaţii reale, cum ar fi:

- termene "mobilizatoare" în fazele de fabricaţie, montaj şi PIF, ceea ce a condus la unele abateri de calitate;
- lipsa importurilor, inclusiv pentru componentele ce provin din industria orizontală, ca, de exemplu: instrumentaţia de automatizare, aparatura electrică, acţionările armăturilor etc.;
- calitatea combustibilului solid situată mult sub cerinţele din proiect;
- neasigurarea unor condiţii sociale minime pentru exploatarea instalaţiilor, inclusiv lipsa de motivaţie a personalului de exploatare din centralele termoelectrice.

Dată fiind starea echipamentelor din centrale la începutul anilor 1990, RENEL a iniţiat programe de reabilitare şi modernizare, la început la blocurile energetice de 330 MW ce funcţionează pe lignit (SE Rovinari şi SE Turceni), ulterior la cele de 50 MW (SE Iaşi şi SE Suceava), continuînd cu blocurile de 100 MW (SE Bucureşti Sud) şi cu cele de 210 MW (SE Mintia şi SE Brăila).

Din păcate, participarea industriei româneşti la retehnologizarea blocurilor energetice amintite a fost sub posibilităţi, în parte motivat de faptul că băncile autohtone n-au avut puterea să susţină financiar obiective de asemenea anvergură, în timp ce firmele străine au fost susţinute de bănci prestigioase din occident cu credite externe, garantate de guvernul român.

Cu toate acestea, considerăm că în cadrul acestor programe se putea insista ca industria românească să aibă o participare mai consistentă la modernizarea echipamentelor termoenergetice – cel puţin a celor realizate în concepţie proprie – caz în care s-ar fi redus substanţial furnitura provenită din import.

Este demn de reţinut că, atunci cînd s-a dorit participarea autohtonă la modernizarea unor blocuri energetice, s-a încredinţat părţii române retehnologizarea unităţilor nr. 6, 5 şi 4 (în curs) de 330 MW de la Rovinari, ale căror performanţe postmodernizare sunt de excepţie, cum ar fi: disponibilitatea ridicată, puterea medie produsă (peste 300 MW) şi consumurile specifice.

Aceste retehnologizări au fost realizate la termen şi cu aport redus de importuri, în special în zona instrumentaţiei de automatizare, aparaturi electrice, acţionări de armături şi altele.

În cele ce urmează facem cîteva sugestii:

1. Asigurarea unor condiţii egale de participare la licitaţii, eliminînd acele prevederi din Caietele de sarcini care exclud din start participarea agenţilor economici români, în special dacă finanţarea este externă. Fără a accentua în mod deosebit acest lucru precizăm că, de regulă, cei care întocmesc Caiete de sarcini direcţionează încă de la început excluderea posibilităţii de participare a industriei române la licitaţiile de modernizare a blocurilor energetice.

2. La tratativele tehnice, propunem ca alături de personalul din Termoelectrica să participe şi specialişti români care, pe de o parte, asigură o analiză profundă asupra nivelului tehnic al ofertei, iar, pe de altă parte, pot prezenta capacitatea concepţiei româneşti şi pot angaja industria autohtonă în executarea unui volum cît mai mare de echipamente termoenergetice.

3. În absenţa posibilităţii de participare a reprezentanţilor industriei româneşti la tratativele tehnice, considerăm că trebuie să i se impună cîştigătorului licitaţiei obligaţia de a forma consorţiu cu societăţi româneşti specilizate (cu auditul de rigoare), în scopul asigurării unui volum de furnitură cît mai mare produs în ţară.

Cele precizate mai sus urmăresc să vină în întîmpinarea unor deficienţe cu care se confruntă în prezent industria românească, în general, subramura echipamentelor termoenergetice, în special, ştiut fiind faptul că numai comenzi de substanţă permit o susţinere a concepţiei care să ţină pasul cu tehnologiile de vîf şi care fac posibilă continuarea tradiţiei din domeniu existentă în România de peste 50 de ani.

Această tradiţie se bazează pe un important patrimoniu intelectual existent în institutele de cercetare-dezvoltare, precum şi pe tehnologiile de fabricaţie şi dotările existente în societăţile comerciale specializate în fabricaţia echipamentelor.

În ciuda perioadei de tranziţie pe care o traversăm, apreciem că relaţiile dintre constructorii de echipamente termoenergetice şi Termoelectrica au continuat, iar în ultimul timp s-a observat o dorinţă de ambele părţi de a le extinde, în condiţiile reale ale economiei de piaţă româneşti.

Prin tot ce propunem dorim să reactivăm şi să relansăm subramura industriei termoenergetice la nivelul cerinţelor actuale, cu importante efecte socio-economice.

## *Punct de vedere*

### Consideraţii privind terminalul de linie SEL – 321

Terminalul de linie în cauză elimină defectele monofazate din reţea prin elemente cu caracteristici de admitanţă în paralel cu elemente cu caracteristici poligonale.

Ne referim în continuare, numai la elementele cu caracteristici poligonale, şi anume numai la testul rezistiv utilizat în realizarea caracteristicii.

În algoritmul testului rezistiv este implicat curentul de defect de la locul protecţiei. Dar, în punctul în care este montată protecţia, în general, circulă curentul de sarcină peste care, în momentul defectului, se suprapune curentul de defect. Curentul de sarcină este simetric şi de secvenţă pozitivă (directă). Pentru a elimina curentul de sarcină (care perturbă măsurarea) în testul rezistiv, din curentul total (defect plus sarcină) se elimină componenta de secvenţă pozitivă. Compensarea lipsei componentei de secvenţă pozitivă a curentului de defect, se realizează majorînd cu factorul 3/2 curentul rămas (componentele de secvenţă pozitivă şi zero ale curentului de defect).

Această aproximaţie creează incertitudine în evaluarea aspectului rezistiv al buclei de defect.

Punctul nostru de vedere în această problemă este: compensarea eliminării componentei de secvenţă pozitivă se poate face fără aproximaţie, majorînd de două ori numai componenta de secvenţă negativă de defect (inversă) a curentului de defect şi nemodificînd componenta de secvenţă zero (homopolară). În test s-ar utiliza astfel, un curent egal cu cel de defect, atît în amplitudine, cît şi în fază şi testul rezistiv s-ar realiza, sub acest aspect, corect.

Evaluarea corectă a rezistenţei din bucla de defect este extrem de importantă, avînd în vedere că marea majoritate a defectelor din sistem au loc prin conturnări de izolaţie.

**ing. Valentin POP**
**Dispecerul Energetic Terirorial Cluj-Napoca**

*În economia de piață, serviciile publice se autofinanțează prin tarifele pe care le plătesc beneficiarii acestor servicii, societățile comerciale care le asigură nefiind subvenționate de bugetul de stat sau de cele locale. Din aceste tarife se creează și fondurile necesare pentru dezvoltarea instalațiilor și rețelelor pentru noi beneficiari.*

*Centralele hidroelectrice se caracterizează prin faptul că investițiile sunt mari, însă după punerea lor în funcțiune cheltuielile de exploatare sunt foarte reduse, nenecesitînd combustibili primari. Cea mai mare parte din prețul de cost pe plan mondial îl reprezintă amortismentele și redevențele din care se asigură fondurile pentru noi obiective și pentru reparații capitale (40 – 60 %).*

*În perioada de tranziție la economia de piață, perioadă în care, pe lîngă lipsa de resurse materiale și financiare, trebuie să se țină seama și de protecția socială a populației, s-au făcut multe concesii cu caracter de reglementări legale, care s-au răsfrînt în principal în lipsa de fonduri pentru investiții noi, reparații capitale, modernizări și retehnologizări, unele absolut necesare. Articolul de față prezintă cu obiectivitate aceste dificultăți și face sugestii pentru îmbunătățirea situației actuale a sectorului hidroenergetic.*

**prof. dr. ing. Alexandru Diaconu**

# STRATEGIA PE TERMEN MEDIU A S.C. HIDROELECTRICA S.A.

**dr. ing. EUGENIU ION***

Descriptori: strategie, potențial hidroenergetic, investiții, retehnologizare, piața de energie

## Introducere

În prezent este deja elaborată Strategia națională pentru dezvoltarea durabilă a României. În noul climat politic existent trebuie reiterate toate prognozele și strategiile pe diferite orizonturi de timp și redimensionate direcțiile de dezvoltare ale economiei naționale, inclusiv ale sectorului energetic, plecînd de la realitățile actuale și avînd ca obiectiv "țintă" integrarea în Uniunea Europeană și respectiv crearea unei piețe concurențiale de energie.

Este firesc ca sectorul energetic să ocupe un loc esențial în strategia națională de dezvoltare economică pe termen mediu atîta timp cît obiectivul principal al acesteia este satisfacerea necesarului de energie pentru economie și populație, la prețuri rezonabile, în condiții de calitate și siguranță în alimentare.

În perspectiva sincronizării sistemului electro-energetic național (SEN) cu sistemele energetice din Uniunea Centrală a Transportatorilor de Electricitate (UCTE), politica energetică trebuie racordată pe tot lanțul structural: resurse-producere-transport-distribuție -client, la cerințele europene de siguranță, eficiență, protecția mediului, precum și la cerințele clientului.

Pentru aceasta trebuie promulgată legislația primară, care, coroborată cu reglementările specifice emise de autoritatea din domeniu (ANRE), să dea garanția continuării procesului de restructurare a sectorului energetic, într-un spirit de transparență totală, care să asigure creșterea încrederii contribuabilului intern și a investitorului străin.

Desigur, aplicarea legislației secundare în ultimii doi ani, cu emiterea de reglementări cu caracter interimar în domeniul energiei, este un început bun în dorința de a crea mecanismele de funcționare ale unei piețe concurențiale de energie, în care aranjamentele comerciale (prețuri și cantități) stabilite între agenții din domeniul energiei să aibă un cadru reglementat, bazat pe costuri reale, corect fundamentate. Rămîne în atenția Ministerului Industriei și Resurselor să stabilească obiectivele și direcțiile de dezvoltare necesare și realizabile, să urmărească și să monitorizeze – în special prin prisma costurilor – direcțiile de dezvoltare proprii fiecărui agent economic, rezultate din strategia de dezvoltare a sectorului energetic.

În paralel, trebuie clarificată situația juridică a domeniului public și privat al statului aferent sectorului energetic prin completarea corespunzătoare a Legii 213/1998 și aplicarea prevederilor Legii 219/1998 cu privire la concesionarea proprietății publice a statului. Tot în domeniul legislativ trebuie făcute eforturi pentru armonizarea legislației și reglementărilor existente în sectorul serviciilor publice de interes național asigurate atît de sectorul hidroenergetic, cît și de cel din domeniul gospodăririi apelor, armonizare legislativă care să găsească soluții viabile și pentru

* SC Hidroelectrica S.A.

finalizarea proiectelor de investiţii hidroenergetice cu folosinţe complexe, benefice şi în plan socio-economic local.

## 1. Prezentarea generală a S.C. Hidroelectrica S.A.

Sectorul de producere a energiei electrice în centralele hidroelectrice gestionat de S.C. Hidroelectrica S.A. poate fi prezentat în termeni sintetici organizatorici, patrimoniali, capacităţi de producţie şi financiari, astfel:

- ✓ societate comercială – HGR 627/13.07.2000;
- ✓ 34856 mld. lei – capital social (HGR 627);
- ✓ 10 sucursale de producere a energiei electrice în hidrocentrale;
- ✓ 6470 salariaţi;
- ✓ 125 centrale hidroelectrice;
- ✓ 296 hidroagregate (128 hidroagregate cu puteri instalate mai mari de 10 MW; 139 hidroagregate, 3175 MW, puse în funcţiune în perioada 1960-1980);
- ✓ 5803 MW – putere instalată (5380 MW, putere disponibilă);
- ✓ 16070 MWh/an – potenţial hidroenergetic amenajat (energie de proiect);
- ✓ 14600 MWh – producţia medie anuală realizată în ultimii 10 ani (cu variaţii între 12000 şi 18000 MWh);
- ✓ 35% – ponderea medie de acoperire a consumului intern brut de energie electrică;
- ✓ o infrastructură complexă:
  - 85 de baraje şi lacuri de acumulare;
  - 350 km canale de aducţiune şi debuşare ;
  - 750 km galerii subterane ;
  - 143 captări secundare ;
  - 3 ecluze de navigaţie (pe Dunăre, la Sistemele Hidroenergetice şi de Navigaţie Porţile de Fier I şi II) ;
  - castele de echilibru, puţuri şi conducte forţate, poldere, prize de apă, staţii şi linii electrice de evacuare a puterii, poduri şi drumuri naţionale şi internaţionale etc.;
- ✓ 24 obiective de investiţii în derulare ;
  - scop asigurat în proiect: energetic şi folosinţe complexe ;
  - 900 MW – putere instalată;
  - 2600 MWh/an – mediu hidrologic - energie asigurată;
  - 1600 mil. $ – necesar fonduri finalizare proiecte (din care 40 % exclusiv pentru folosinţe complexe neenergetice);
- ✓ o hidrocentrală în retehnologizare – CHE Porţile de Fier I – cu mărirea puterii pe hidroagregat de la 175 MW la 190 MW (primul hidroagregat retehnologizat – august 2000) ;
- ✓ 3500 mld. lei – cifra anuală de afaceri (nivelul anului 2000);
- ✓ 7,9 $/MWh – preţ reglementat de vînzare a energiei electrice prin contractul de portofoliu.

## 2. Starea actuală a sectorului hidroenergetic

### 2.1. Stabilirea energiei electrice productibile în hidrocentrale

Pentru dimensionarea cît mai exactă a structurii sectorului de producere a energiei electrice necesar acoperirii curbei de sarcină, un element important de prognoză îl reprezintă stabilirea energiei electrice productibile în hidrocentrale.

O dată cu identificarea caracteristicii hidrologice a anului, funcţionarea energetică a amenajărilor hidroelectrice se racordează la *graficele "dispecer" de exploatare a acumulărilor* cap cascadă (stabilesc colelaţia dintre debitele afluente şi cele uzinate, în funcţie de caracteristica hidrologică a anului, în scopul asigurării protecţiei contra viiturilor, regularizării debitelor, prelevării debitelor de servitute solicitate pe tot sectorul amenajat şi în aval, alimentări cu apă brută, irigaţii, piscicultură, navigaţie etc., precum şi o exploatare energetică cu pierderi minime).

*Pentru respectarea graficelor de exploatare, trebuie să se înţeleagă că în reglementările ANRE cu privire la acoperirea curbei de sarcină de către producătorii de energie electrică, programele ofertate de Hidroelectrica trebuie să fie abordate ca "restricţie", alături de centrala nucleară.*

Supraevaluarea producţiei de energie hidro pe considerente arbitrare, aşa cum s-a procedat în anul anterior, se dovedeşte a fi catastrofală, datorită epuizării, în plină iarnă, a stocurilor hidroenergetice, reducerii severe a capacităţii de intervenţie a centralelor hidroelectrice în situaţii de deficit de putere în sectorul termoelectric, fără a mai lua în calcul indisponibilităţile pasagere ce pot apărea la unitatea nucleară de la Cernavodă.

Situaţia existentă în sectorul energetic este de natură să îngrijoreze factorii de decizie din Ministerul Industriei şi Resurselor şi guvern, fiind necesare măsuri energice pentru asigurarea ritmicităţii în alimentarea cu resurse (lignit, huilă, gaze naturale şi păcură) a sectorului termoelectric, pentru menţinerea siguranţei în funcţionare a sistemului electroenergetic şi evitarea unei crizei energetice "de balanţă" care se prefigurează. Germenii acestei crize s-au născut în vara anului trecut, cînd factorii de decizie nu au luat măsurile ferme solicitate de producători pentru asigurarea stocurilor de iarnă, rezumîndu-se mai mult la paleative administrative arbitrare.

Programele energetice de funcţionare a hidrocentralelor cu stocurile de apă epuizate, în perspectiva următoarelor luni de secetă, trebuie strict subordonate şi limitate la nivelul necesităţilor de apă ale economiei şi populaţiei.

Efectele financiare generate de această situaţie sunt dezastruoase şi pun, cel puţin Societatea Hidroelectrica, în situaţia de a abandona, practic, majoritatea programelor – părţi componente ale direcţiilor de dezvoltare propuse. Din cauza lipsei de fonduri, principalele activităţi, de exploatare şi de mentenanţă, se rezumă, în principal, numai la intervenţii în prevenire de avarie în instalaţii, iar puţinul alocat este sporadic şi nesigur, dînd astfel o notă de neseriozitate în relaţiile cu furnizorii de echipamente şi executanţii de lucrări.

## 2.2. Stabilirea preţului reglementat de vînzare a energiei hidroelectrice

Este ştiut faptul că întregul sistem electroenergetic, pe tot lanţul de producere–transport–distribuţie–furnizare, este într-o stare tehnică la limita siguranţei în funcţionare şi, firesc, toţi agenţii energetici solicită reglementatorului preţuri, în cadrul aranjamentelor comerciale, care să le satisfacă, pe cît posibil, necesităţile curente şi de dezvoltare.

Dacă demararea procesului de restructurare a fost o necesitate acceptată în unanimitate şi a presupus inclusiv stabilirea aranajamentelor comerciale (preţuri şi cantităţi) între agenţii energetici, Hidroelectrica a fost evident dezavantajată prin ignorarea a trei componente cu implicaţii serioase în dimensionarea bugetului de venituri şi cheltuieli, şi anume:

- costurile aferente derulării proiectului de retehnologizare a CHE Porţile de Fier I (circa 15% din veniturile totale);
- considerarea veniturilor rezultate din comercializarea serviciilor tehnologice de sistem la nivelul întregului an şi intrarea în vigoare a contractelor în a doua jumătate a anului (circa 10% din veniturile totale);
- diminuarea, cu circa 20 %, a producţiei de energie electrică faţă de valoarea stabilită arbitrar, în ciuda intervenţiilor repetate ale S.C. Hidroelectrica de reaşezare realistă a structurii de producţie între cele două sectoare, termo şi hidro.

Reglementarea tarifului la consumatorul final este o decizie de interes naţional, cu implicaţii serioase în toate sferele de activitate ale societăţii, mai ales în situaţia actuală în care tarifele sunt la limita de suportabilitate a populaţiei şi economiei naţionale. În acelaşi timp, este o realitate faptul că tariful final reglementat nu acoperă costurile actuale de producţie şi de dezvoltare minimale ale agenţilor energetici, ponderea importantă fiind localizată în dependenţa de importurile de combustibil şi de consumurile tehnologice sporite ale instalaţiilor energetice îmbătrînite şi menţinute în funcţiune cu un grad mare de uzură.

Rămîne ca, o dată cu asanarea generală a societăţii şi revigorarea economiei, ale cărei linii directoare de dezvoltare sunt menţionate în Strategia naţională pentru dezvoltare durabilă a ţării coroborată cu Strategia naţională de dezvoltare energetică, să se fundamenteze şi evoluţia tarifelor la energia electrică şi termică.

## 2.3. Situaţia derulării programului naţional de investiţii hidroenergetice gestionat de Hidroelectrica

### *2.2.1. Potenţialul hidroenergetic naţional*

Potenţialul tehnic amenajabil al rîurilor din România a fost evaluat din punct de vedere energetic la valoarea de 40 TWh/an, prin echiparea unei puteri instalate de circa 15500 MW.

Această evaluare are un caracter maximal şi neglijează efortul investiţional necesar punerii în operă a unui plan de amenajare integrală a potenţialului hidroenergetic naţional.

În prezent, potenţialul hidroenergetic economic este evaluat după cum urmează:

- 16,5 TWh/an mediu hidrologic instalaţi în hidrocentralele aflate în exploatare;
- circa 2,6 TWh/an în curs de amenajare în obiectivele de investiţii în execuţie;
- circa 5-6 TWh /an în proiecte hidroenergetice noi.

Este de reţinut faptul că gradul actual de instalare a potenţialului hidroenergetic naţional este sub 50 %, mult inferior celui din ţările europene (peste 80 %). Motivul rămînerii în urmă este legat de posibilităţile financiare de susţinere a programului hidroenergetic naţional de investiţii.

În strategiile energetice naţionale de dezvoltare pe diferite orizonturi de timp trebuie luate în calcul posibilităţile de dezvoltare a bazei de producţie energetice, inclusiv a celei hidroenergetice, şi racordarea la cerinţele internaţionale de protecţie a mediului înconjurător.

Calitatea energiei hidroelectrice (energetică şi ecologică), costurile şi numărul de personal de

exploatare reduse, diminuarea corespunzătoare a resurselor energetice primare, efectele socio-economice benefice cunoscute, generate de-a lungul cursurilor de apă amenajate, fac ca valorificarea în continuare a potențialului hidroenergetic economic amenajabil să rămînă un obiectiv de bază în strategia durabilă de dezvoltare a țării.

*2.2.2. Stadiul actual de derulare a programului de investiții hidroenergetice*

Este evident că Hidroelectrica, în condițiile actuale de reglementare a prețului energiei hidroelectrice, nu poate susține financiar programul de investiții în derulare, realizabil într-un orizont de timp rezonabil, de circa 10 ani.

Pînă în anul 1990, programul de investiții a fost finanțat de către stat, asigurîndu-se ritmuri de execuție satisfăcătoare, cu accent deosebit pe punerile în funcțiune a capacităților de bază și prin amînarea lucrărilor care asigurau realizarea parametrilor energetici proiectați (neterminarea lucrărilor la aducțiunile secundare și în fronturile de retenție etc.).

Din anul 1998 (HGR 365), Hidroelectrica a finanțat în întregime programul de investiții din sursele sale proprii – amortismentele constituite pentru mijloacele fixe în exploatare din domeniul privat al statului – și din cota alocată, arbitrar, din fondul de dezvoltare a SEN.

În conformitate cu Legea 213/1998, aproximativ jumătate din valoarea totală a mijloacelor fixe aflate în administrarea Hidroelectricii sunt de domeniul public al statului pentru care nu sunt percepute amortismente. Sursele proprii provenite din amortismente și care ar trebui utilizate numai în scopul refacerii permanente a parametrilor proiectați de funcționare a echipamentelor și instalațiilor aflate în exploatare, sunt utilizate integral în finanțarea programului de investiții. Mai mult, după darea în exploatare a obiectivelor de investiții, o mare parte din mijloacele fixe aferente acestora rămîne în domeniul public al statului, nesupus amortizării, deși toate cheltuielile de exploatare și mentenanță, de zeci și sute de miliarde lei, se suportă din fondurile de producție ale Hidroelectricii, pe toată durata de viață a acestor instalații.

*Acesta este unul din principalele motive ale degradării stării tehnice a infrastructurii energetice ale sistemului energetic național.*

Normal este ca toate mijloacele fixe date în exploatare să fie supuse amortizării, iar pentru cele declarate de domeniul public să se reglementeze redevențe anuale către stat, echivalente, eventual, cu costurile de exploatare suportate de către utilizatori, creîndu-se astfel și o pîrghie eficientă de gestionare a patrimoniului public al statului.

În toată lumea proiectele de investiții cu folosințe complexe sunt finantațe deopotrivă de către toți beneficiarii utilităților realizate după finalizarea lucrării (energie, navigație, gospodărirea apelor, piscicultură, turism etc.) și chiar subvenționate de stat, în proporții definite clar prin devizele generale ale proiectelor. De exemplu, devizul general al investiției amenajării fluviului Tenessee a fost împărțit între societățile de electricitate, transporturi navale și gospodărirea apelor astfel: 42 % - energetică, 27 % - navigație și respectiv 31 % - gospodărirea apelor, pentru protecția contra viiturilor.

Avînd în vedere că valoarea fondurilor utilizate în sectorul de investiții hidroenergetice a fost în medie de circa 70 mil. $/an și ținînd seama de necesarul valoric total pentru finalizarea proiectelor aflate în prezent în derulare, rezultă că programul de investiții se va finaliza în circa 20 de ani.

În Strategia energetică aprobată de minister în martie 1999, este prevăzută sistarea completă a unui număr de 13 amenajări hidroenergetice, urmînd ca prin Hotărîre de Guvern să se anuleze indicatorii tehnico-economici ai proiectelor respective. În acest sens au fost elaborate studii de sistare, care au primit observații serioase în CTES - CONEL, datorită impedimentelor de fundamentare atît de natură legislativă, cît și tehnico-economică. De remarcat că fondurile necesare acțiunilor de sistare sunt comparabile cu cele aferente derulării cu ritm redus a acestor investiții.

În aceste condiții, Hidroelectrica, în ultimii doi ani, a adoptat următoarea politică în domeniul investițiilor hidroenergetice:

- *de asigurare a finanțării* obiectivelor aflate în fază avansată de execuție (65 – 95 %) și cu terminări de lucrări pînă în anul 2005;
- de *asigurare a minimului de fonduri* la cele 13 obiective (29 de centrale hidroelectrice) propuse pentru sistare, necesar pentru conservarea pe durată nedeterminată și protecția lucrărilor de bază și a riveranilor de pe sectoarele aval în condiții de tranzitare a viiturilor (la 20 de centrale hidroelectrice lucrările s-au întrerupt deja complet);
- *de menținere în conservare* pe durată nedeterminată a lucrărilor la un număr de 11 centrale hidroelectrice din cadrul a cinci obiective, *fără alocare de fonduri* de conservare și de protecția mediului;

➠ s-au contactat şi se poartă discuţii de cooperare în parteneriat cu investitori străini pentru atragerea de capital extern în sectorul de investiţii hidroenergetice. Sectorul este atractiv, iar existenţa legislaţiei secundare în domeniul energetic şi schemele de parteneriat convenite fac să crească încrederea externă în viabilitatea acestor cooperări. Reţinerile care persistă şi care îngreunează negocierile sunt legate de *preţul mic reglementat al energiei hidroelectrice şi de imperfecţiunile legislative cu privire la regimul concesionării domeniului public al statului.* Hidroelectrica ţine "fierbinte" acest subiect la toate nivelurile de decizie şi de contact cu investitorii străini şi cu băncile internaţionale de investiţii – cum este BERD –, care cunosc sectorul energetic românesc şi care prin intervenţiile lor dau un plus de credibilitate în promovarea acestor proiecte de cooperare. Este de reţinut faptul că din anii 2004-2005, costurile Hidroelectricii se vor majora datorită faptului că va trebui să suporte diferenţa dintre preţul marginal cu care aceasta cumpără energia de proiect de la societatea privată care a realizat investiţia (contracte de PPA) şi preţul reglementat din contractul de portofoliu. De exemplu, dacă se iau în discuţie numai trei proiecte – toate prinse în grupul celor 13 – dezvoltate în scheme de BOT (proiectul pilot AHE Surduc-Nehoiaşu, AHE Rîul Mare-Retezat şi AHE Slatina-Dunăre), costurile suplimentare induse după perioada de graţie şi începerea returnării creditelor şi împrumuturilor, vor fi de circa 2–3 $/MWh. Dacă se ţine cont de pierderile anuale de energie de circa 600-700 GWh înregistrate în ultimii 10 ani şi în viitor de aceste proiecte neterminate şi de fondurile necesare pentru continuarea lucrărilor, *costurile suplimentare induse se pierd.* Rămîne însă beneficiul dării în exploatare a obiectivelor într-o perioadă scurtă de timp şi al eliberării fondurilor corespunzătoare începînd din primul an de la înfiinţarea societăţii mixte de proiect;

➠ continuarea demersurilor în vederea sistării a două obiective cu folosinţe complexe, şi anume: AHE Dîmboviţa–Clăbucet, aducţiunile secundare Nord Făgăraş şi AHE Olt inferior sector Slatina-Dunăre, ecluzele de navigaţie; pentru aceste obiective Hidroelectrica a avizat favorabil sistarea execuţiei obiectelor care nu prezintă funcţiuni energetice, soluţiile tehnice propuse permiţînd reluarea lucrărilor de către terţii beneficiari interesaţi;

➠ pentru obiectivele cu folosinţe complexe AHE Valea Sadului-Vadeni şi AHE Olt sectorul Făgăraş-Hoghiz, din cadrul cărora acumulările au fost transferate fără plată către Compania Naţională "Apele Române" (prin HGR 1211/1996), se continuă demersurile pentru predarea-preluarea acestora şi reanalizarea soluţiilor de exploatare la cote minime de exploatare a acumulărilor, în scopul diminuării efortului financiar investiţional; aceste proiecte cu caracter complex nu pot fi sistate, deoarece ele asigură în principal reţinerea aluviunilor şi suspensiilor provenite din prelucrarea cărbunelui, fiind susţinute puternic şi de mediile locale;

➠ reexaminarea şi optimizarea tuturor proiectelor în scop strict energetic, cu degrevarea costurilor de componentele conexe neeenergetice şi întocmirea şi predarea spre avizare a noilor studii de fezabilitate cu indicatori energo-economici diminuaţi şi atractivi.

## Concluzii

Plecînd de la starea actuală prezentată şi ţinînd seama de principalele elemente strategice ale sectorului energetic naţional cu referire la:

✓ asigurarea resurselor primare energetice,

✓ politica de preţuri şi tarife care să asigure dezvoltarea armonioasă a tuturor agenţilor energetici şi creşterea calităţii serviciilor oferite clienţilor,

✓ formarea şi consolidarea pieţei de energie electrică şi termică,

✓ retehnologizarea, modernizarea şi introducerea tehnologiilor noi,

✓ crearea pieţei de servicii energetice şi a celor tehnologice de sistem,

✓ completarea cadrului legislativ privitor la utilizarea eficientă a energiei, la valorificarea serviciilor de interes public în domeniul gospodăririi apelor, la domeniul public şi concesionarea acestuia, precum şi crearea de facilităţi financiare pentru investitorii de capital autohtoni şi străini,

✓ alinierea la legislaţia şi cerinţele internaţionale în procesul de integrare europeană, inclusiv a sistemului electroenergetic naţional în UCTE,

pentru Hidroelectrica se identifică ca obiective de perspectivă imediată şi pe orizontul mediu de timp următoarele acţiuni şi activităţi:

➠ continuarea programului de investiţii în derulare în spiritul celor prezentate mai sus, cu fonduri anuale de circa 70-75 mil. $;

➠ continuarea proiectelor de retehnologizare a CHE Porţile de Fier I şi CHE Ciunget-Lotru şi a programelor de reabitare şi modernizare a instalaţiilor energetice rezultate din studiul Mertz and McLellan, care cuprinde reabilitarea a 40 de capacităţi de bază cu instalaţiile conexe aferente; programul de reabilitare de la Porţile de Fier este susţinut într-un ritm de un hidroagregat/an cu un necesar de surse de circa 20 mil. $ şi se va finaliza în anul 2005, iar celelalte programe de reabilitare sunt prevăzute să se deruleze pe parcursul a 10 ani, cu costuri anuale de circa 40 mil. $;

➠ realizarea lucrărilor de strictă necesitate prin care să fie îndeplinite condiţiile tehnice impuse în funcţionarea hidroagregatelor în cadrul probelor de iarnă şi de vară, în perspectiva interconectării SEN la UCTE;

➠ urmărirea, controlul şi monitorizarea stărilor şi parametrilor de funcţionare a echipamentelor şi instalaţiilor pentru determinarea predictivă a timpilor de retrageri din exploatare pentru lucrări de mentenanţă;

➠ implementarea sistemelor de contorizare şi telegestiune energetică a serviciilor tehnologice de sistem solicitate de sistemul energetic şi valorizate de către centralele hidroelectrice;

➠ modernizarea sistemelor AMC de urmărire, control şi monitorizare a comportamentului uvrajelor şi construcţiilor hidrotehnice solicitate în timpul tranzitării undelor de viitură sau deteriorărilor periculoase intempestive apărute în exploatare; instalarea sistemelor de alarmare-avertizare pe toate sectoarele amenajate ale rîurilor;

➠ generalizarea implementării infrastructurii informatice de gestionare bazinală a resurselor de apă corelată cu maximizarea producţiilor de energie electrică;

➠ armonizarea relaţiei administraţie-sindicat şi participarea solidară în luarea hotărîrilor cu costuri sociale rezultate în urma deciziilor de schimbare, prefigurate în derularea strategiei de dezvoltare a sectorului hidroenergetic.

Ţinînd cont de realităţile actuale din sectorul energetic şi parcurgînd acţiunile de dezvoltare propuse, este evident că numai prin atingerea obiectivelor strategice naţionale la nivel macroeconomic pot fi realizate şi direcţiile de dezvoltare ale sectorului, iar la nivelul Ministerului Industriei şi Resurselor, o dată stabilite obiectivele strategiei de dezvoltare, să fie fundamentate şi politicile de preţuri, tarife, taxe şi impozite, cu implicaţii directe în dezvoltarea programată a sectorului energetic, corelate cu măsurile severe de monitorizare a costurilor solicitate de societăţile energetice.

**Anexa 1**

**Obiectivele hidroenergetice de investiţii în derulare aflate în administrarea S.C. Hidroelectrica S.A.**

| Nr. crt. | Obiectivul hidroenergetic centrală / obiect | Parametri energetici | | Rest de executat | Lucrări rest executat; Realizări fizice [%] |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Putere [MW] | Energie [GWh/an | [mil.$ ] | |
| 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1. | HC Porţile de Fier I. Ridicarea cotei peste 69,50 la Gura Nerei<br>- Centrala suplimentară iugoslavă | 27 | 58 | 2,4 | Terminare montaj gr.nr.2 centrala iugoslavă, probe PIF şi recepţie tehnică; realizare finisaje CSY; 90% |
| 2. | HC Porţile de Fier II - Gruia | - | - | 5,6 | Remedieri ecluza iugoslavă; terminare colonie definitivă pentru personalul de exploatare; 95% |
| 3. | AHE a rîului Olt sector Slatina Dunăre | | | 22,8 | Terminare diguri la cota finală la acumulările Izbiceni, Rusăneşti, Dragăneşti şi a ecluzelor, partea care nu este sistată, situată în frontul de retenţie; 87% |
| 4. | AHE Dîmboviţa – Satic Dragoslavele<br>- CHE Dragoslavele<br><br>- CHE Rucăr | 30,8<br>7,8<br><br>23 | 81,5<br>16,5<br><br>65 | 27,0 | Terminare lucrări de construcţii la centrală, montaj hidroagregate; 85%<br>Terminare lucrări la aducţiune, nod presiune şi centrală; montaj hidroagregat; 70% |
| 5. | AHE Rîul Mare Retezat<br>- Aducţiuni secundare<br>Tronson Paroşi – debuşare<br>Tronson Rîu Barbat-Paroşi<br>- Etanşare versant stîng baraj Gura Apelor | <br><br>-<br>-<br>- | <br><br>77,0<br>74,0<br>65,0 | 50 | <br><br>70%<br>20%<br>Realizare voal etanşare între cotele: 980 - 1078,0 mdM |
| 6. | AHE Drăgan Iad şi Munteni<br>- Aducţiune secundară Cîrligatele | - | 39,0 | 3,8 | Terminare aducţiune secundară şi captare Cîrligatele; 90% |
| 7. | HC Şugag – Gîlceag<br>- Aducţiune secundară Cugir şi staţie pompare Gîlceag | 2x10 | 118,0 | 15,0 | Betonare baraj Cugir; terminare excavaţii şi betonare galerie aducţiune Cugirul Mare terminare montaj echipamente staţie pompare Galceag şi echipamente racord cu galeria forţată Gîlceag; 80% |
| 8. | HC Tismana Clocotiş. Et.II<br>- Aducţiune principală Bistriţa Tismana şi baraj Clocotiş<br><br>- Barajul Vaja | <br>35,4<br><br>6 | <br>65,0<br><br>10,0 | 45,0 | Galeria aducţiunii excavată pe 11,2 km. Rest de betonat 5,0 km. S-au dat în funcţiune 2 km cu două captări. Barajul Clocotiş betonat; 70%.<br>Umpluturile realizate în procent de 40 %. |

**Anexa 1 (continaure)**

| 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|---|---|---|---|---|---|
| 9. | AHE Bistra Poiana Mărului, Ruieni, Poiana Ruscă | 116,5 | 359,5 | 251,0 | |
| | - CHE Ruieni. Aducţiuni secundare ramura Bistra şi ramura Sebeş | 0,5 | 77,0 | 35,0 | Terminare betonare descărcător ape mari baraj; excavaţii şi betonare aducţiune .secundară; 50 % |
| | - CHE Rîul Alb | 36 | 82,6 | 39,0 | Barajul Rusca dublu arc, betonat 30%. Aducţiune principală excavat 65%. Centrala - betonată infrastructură. Galeria de fugă excavată şi betonată; lucrările oprite |
| | - CHE Măru | 80 | 200,0 | 177,0 | Lucrările oprite 3% |
| 10. | AHE Crişul Repede aval sector Aleşd Fughiu | | | | |
| | - CHE Fughiu | 10 | 20,6 | 20,6 | Terminare construcţie canal de aducţiune şi fugă; terminare betonare suprastructură centrală şi montaj două hidroagregate; realizare diguri şi baraj cu stavile polder Osorhei pentru alineator cu apă Oradea; 75% |
| 11. | HC Colibiţa | | | | |
| | - Aducţiuni secundare | - | 7,0 | 6,5 | Galeria ramura Bîrgău realizat 60%. Ramura Pietroasele lucrările oprite |
| 12. | AHE Olt sector Cornetu-Avrig | 144,8 | 270,8 | 173,0 | |
| | - CHE Cornetu | 30,5 | 61,8 | 15,6 | Centrala este betonată şi închisă, se lucrează la montajul celor două grupuri. Barajul în faza finală de betonare. Digurile acumularii realizate circa 50% |
| | - CHE Robeşti | 28,5 | 56,5 | 27,8 | 30% |
| | - CHE Cîineni | 28,2 | 54,1 | 32,2 | Lucrările oprite 20% |
| | - CHE Lotrioara | 27,7 | 51,4 | 35,4 | Lucrările oprite 5% |
| | - CHE Racoviţa | 29,9 | 46,4 | 62,0 | Lucrările oprite 15% |
| 13. | AHE Bistriţa sector Borca-Poiana Teiului | 30,5 | 125,6 | 81,0 | |
| | - CHE Poiana Teiului | 10,0 | 39,1 | 21,5 | Terminare suprastructură centrală şi montaj două grupuri. |
| | | | | | Terminare betonare baraj, montaj stavile în curs.Terminare aducţiuni; 70 % |
| | - CHE Galu | 20,5 | 8,6,5 | 59,5 | Lucrări oprite 15 % |
| 14. | AHE Strei sector Subcetate-Simeria | 84 | 174,0 | 143,0 | |
| | - CHE Subcetate | 12,0 | 33,4 | 17,8 | Terminare betonare suprastructură. Centrală şi montaj două grupuri. Montare stavile baraj. Realizare dig mal stîng; 40% |
| | - CHE Plopi | 8,0 | 16,7 | 20,0 | Lucrările oprite 8 % |
| | - CHE Bretea | 16,2 | 34,3 | 21,7 | Lucrările oprite 10 % |
| | - CHE Strei | 16,8 | 34,2 | 22,0 | 3%. Lucrările oprite |
| | - CHE Călan | 7,6 | 15,2 | 19,0 | Lucrările oprite – |
| | - CHE Bacia | 11,6 | 25,8 | 21,0 | Lucrările oprite 15 % |
| | - CHE Simeria | 11,4 | 23,7 | 22,5 | Lucrările oprite 2 % |
| 15. | AHE Răstoliţa | | | | |
| | - CHE Răstoliţa | 35,2 | 117,5 | 20,0 | Terminare excavaţii şi beton, aducţiune circa 2 km. Excavaţii şi betonare nod presiune în curs. La centrală se betonează suprastructura; 65% |
| 16. | AHE a rîului Jiu, sector Vădeni -Tg. Jiu | - | - | 3,2 | Terminare lucrări amenajări exterioare CHE Vădeni şi Tg. Jiu şi dispecer amenajare Tg. Jiu; 92% |
| 17. | AHE Olt, sector Făgăraş- -Avrig | - | - | 7,0 | Terminare lucrări la diguri, contracanale etc.; 90% |
| 18. | Porţile de Fier II, pasarela peste braţul Gogoşu | - | - | 2,0 | Terminare betonare piloni şi montare cabluri şi pante |
| 19. | AHE Siriu Surduc | 186 | 380,0 | 290,0 | |
| | - CHE Nehoiaşu II | 155,6 | 265,0 | 50,0 | 50% |
| | - CHE Suduc | 31,2 | 115,0 | 140,0 | Lucrările oprite 10 % |
| 20. | AHE Cerna Belareca Herculane | | | | |
| | - CHE Herculane grupul nr. 3 | 25 | 50 | 37,0 | Terminare voal de etanşare mal stîng baraj Herculane. Treapta Belareca; asigură refacere mediu staţiune Băile Herculane; Lucrările oprite 10% |

**Anexa 1 (continuare)**

| 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|---|---|---|---|---|---|
| 21. | AHE Siret, pe sectorul Cosmeşti Movileni | 73 | 214,0 | 125,0 | |
| | - CHE Cosmeşti | 36,0 | 100,0 | 57,0 | Lucrările oprite 10 % |
| | - CHE Movileni | 37,0 | 114,0 | 40,0 | 25% |
| 22. | AHE Runcu Firiza | 16,4 | 66,4 | 39,2 | |
| | - CHE Firiza I | 8,4 | 36,2 | 16,6 | 35% |
| | - CHE Firiza II | 8,0 | 30,2 | 22,6 | 35 % |
| 23. | AHE Jiu sector Valea Sadului – Vadeni | 57 | 139,0 | 141,7 | |
| | - CHE Valea Sadului | 35 | 89 | 176,0 | Umpluturile în barajul frontal sunt realizate la cota 285,0 mdM faţă de cota minimă 295,0 mdM. La nodul de presiune sunt montate blindajele conductelor pentru turbine, golire de fund şi descărcător ape mari. Centrala neatacată. Volum acumulare 306 mil.$m^3$. Asigură apă pentru irigaţii în jud.Dolj 60.000 ha; 45 % |
| | - CHE Curtişoara | 11 | 25 | 18,6 | 35 % |
| | - CHE Turcineşti | 11 | 25 | 20,1 | 20 % |
| 24. | AHE Olt sector Făgăraş Hoghiz | | | | |
| | - CHE Hoghiz | 27 | 50 | 248,0 | Volum acumulare 206 mil. $m^3$. Asigură apă pentru irigarea a 120.000 ha în judeţele Olt şi Teleorman Lucrările oprite 5 % |

**Anexa 2**

**Programul lucrarilor de retehnologizare/reabilitare a instalaţiilor hidroenergetice**

| | Nr. agre-gate | Putere [MW] | Energia produsă / Energia de proiect [MWh/an] | Valoare [mil. $] | Perioada de reabilitare / Costul lucrării [mil. $] | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
| Porţile de Fier I | 6 | 1140 | | 188,0 | 30,0 | 17,6 | 19,2 | 23,9 | 26,7 | 26,7 | 18,7 | 14,0 | 8,4 | 2,8 | |
| Lotru Ciunget | 1 | | | 0,2 | | 0,2 | | | | | | | | | |
| B. Obiective propuse | | | | | | | | | | | | | | | |
| Rîmnicu Vîlcea | | | | | | | | | | | | | | | |
| Olt aval | 16 | 212 | 387,799 / 383,800 | 58,9 | 4,3 | 4,7 | 4,7 | 5,2 | 4,7 | 3,9 | 3,9 | 11,8 | 10,7 | 7,1 | 7,1 |
| Lotru | 3 | 510 | 733,121 / 1,074,000 | 46,3 | | | 8,8 | 20,0 | 17,5 | | | | | | |
| Porţile de Fier I | | | | | | | | | | | | | | | |
| Ecluza | | | | 6,3 | | | 2,0 | 2,0 | 2,3 | | | | | | |
| Haţeg | | | | | | | | | | | | | | | |
| Rîul Mare Retezat | 2 | 335 | 245,093 / 400,000 | 37,8 | | | | | | 12,5 | 17,3 | 8,0 | | | |
| Bistriţa | | | | | | | | | | | | | | | |
| Stejaru | 6 | 210 | 406,017 / 434,000 | 50,0 | | | 18,0 | 14,0 | 12,0 | 6,0 | | | | | |
| Racova, Vaduri, Pîngăraţi, Vînători, Roznov | 12 | 118 | 320,551 / 326,000 | 58,3 | | | | | | | 4,0 | 12,0 | 29,6 | 12,0 | |
| Curtea de Argeş | | | | | | | | | | | | | | | |
| Cumpăniţa, Vîlsan | 2 | 10 | 25,872 / 30,300 | 12,1 | | | | | | | | | 3,0 | 6,1 | 3,0 |
| TOTAL | | | | 529,7 | 34,3 | 22,5 | 52,7 | 65,1 | 63,2 | 49,1 | 43,9 | 45,8 | 51,7 | 28,0 | 10,1 |

**Referent: dr. ing. Lucian Lefter - ISCE**

**(Primit la 29 ianuarie 2001, acceptat la 15 februarie 2001)**

# PERSPECTIVE ALE DEZVOLTĂRII ENERGETICII NUCLEARE ÎN ROMÂNIA ÎN CONTEXTUL FORMĂRII PIEȚEI CONCURENȚIALE DE ELECTRICITATE

ing. IOAN ROTARU, ing. IOSIF C. BILEGAN*

*Lucrarea prezintă aspecte legate de modul în care energetica nucleară românească răspunde principalelor principii, cerințe și restricții avute în vedere în procesul de elaborare a strategiilor și politicilor de dezvoltare a sectorului energetic. Este analizat, de asemenea, modul în care aceasta se încadrează și respectă prevederile legislației interne și ale Uniunii Europene. În acest context sunt prezentate perspectivele de dezvoltare ale energeticii nucleare din România, ținînd seama și de apariția pieței concurențiale în domeniul producerii energiei electrice.*

*The paper deals with aspects related to the way the Romanian nuclear power technology sector meets the main principles, requirements and restrictions considered within the process of elaborating strategies and policies for the development of the electric power sector. It is also analysed the way this harmonize and complies with the local and European Union laws. With this respect, the development prospects of the Romanian nuclear power sector are also presented, taking into account the competition market born in the electric power generation field.*

Descriptori: energetică nucleară, strategii energetice, dezvoltare durabilă, restructurare, legislație energetică, reglementări nucleare, Uniunea Europeană

## Considerații generale

Politica privind dezvoltarea energetică impune, mai mult decît în multe alte sectoare, o prospectare pe termen lung. Pe de o parte, această politică rezultă din compararea considerentelor de competitivitate, de independență energetică și de mediu înconjurător, acestea din urmă reclamînd extinderea scenariilor pe durate mari de timp, pentru a putea lua în considerare riscurile geopolitice și problemele degradării mediului ambiant la nivel planetar. Pe de altă parte, unele investiții energetice au valori foarte mari și pentru finalizare necesită durate lungi de timp, ajungînd chiar să depășească uneori zeci de ani. Din acest motiv, în prezent, o durată de zece ani reprezintă un minimum uzual luat în calcul pentru prognoze în domeniu, posibilități de manevră neexistînd decît pentru termene mai lungi.

În actuala conjunctură internațională se apreciază că,în procesul de elaborare a strategiilor și politicilor din sectorul energetic, fiecare stat trebuie să țină seama de cel puțin două principii esențiale: ***principiul prevenirii*** și ***principiul subsidiarității***.

***Principiul prevenirii*** derivă din cerințele, devenite imperative, de prezervare la nivel global a mediului înconjurător. Chiar dacă România nu se află în prezent sub presiunea comunității internaționale în ceea ce privește reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră (conform Conferinței de la Rio avînd un credit de 8 % pînă în 2012), în procesul de elaborare a strategiei energetice, în special pe termen lung, trebuie să se țină seama de tendințele care se manifestă în acest domeniu. În acest context tehnologia nucleară, alături de cea hidro, are avantaje certe, întrucît emisiile de gaze cu efect de seră sunt practic zero.

***Principiul subsidiarității*** acordă fiecărui stat libertatea de a decide în legătură cu propria sa opțiune referitor la mixtul energetic considerat optim, funcție de obiectivele și prioritățile naționale, de poziția sa geopolitică și alte aspecte socio-economice. În România, energetica nucleară dezvoltată pe tehnologia din vest CANDU (reactoare cu uraniu natural și apă grea) conferă, din acest punct de vedere, avantaje importante în ceea ce privește formarea unui mixt energetic optim la nivel național, alături de celelalte tipuri de resurse clasice.

Dintre principiile generale avute în vedere la elaborarea strategiilor și politicilor de dezvoltare durabilă a societății se menționează următoarele:

- utilizarea pentru dezvoltare a tehnologiilor curate și durabile; o mai bună înțelegere și protejare a resurselor naturale ale planetei;
- susținerea solidă și pe termen lung a științei și tehnologiei, pentru a asigura consolidarea bazei de resurse umane, înființarea de instituții specifice, dezvoltarea infrastructurilor și promovarea capacităților

* S.N. "Nuclearelectrica" S.A.

tehnologice şi de inovare, care să conducă la o dezvoltare social-economică stabilă şi echitabilă;

- punerea în valoare şi respectarea convenţiilor regionale şi internaţionale;
- etica şi responsabilitatea legată de utilizarea resurselor energetice: denunţarea utilizării abuzive şi greşite a progreselor ştiinţifice şi a tehnologiilor;
- politica referitoare la procesul de transformare economică şi tehnologică: măsuri de restructurare industrială;
- necesitarea reducerii diferenţei dintre ţările dezvoltate şi cele în curs de dezvoltare: dezvoltare tehnologică şi formarea unei baze ştiinţifice solide;
- producţie sigură, curată, eficientă, mai prietenoasă faţă de mediul înconjurător.

Apare astfel evident că, inclusiv în cazul României, obiectivul major trebuie să fie orientat spre strategii de dezvoltare durabilă, prin integrarea dimensiunilor economice, sociale, ştiinţifice, culturale şi ecologice. În cazul sectorului energetic, dezvoltarea durabilă impune moderarea consumului de resurse pe bază de hidrocarburi, care în actualul ritm de extracţie se pot epuiza rapid în cîteva zeci de ani. În ceea ce priveşte alternativa nucleară adoptată de România, bazată pe una dintre cele mai sigure tehnologii vestice (CANDU), se apreciază că sunt îndeplinite toate aceste cerinţe. Totodată, prin continuarea dezvoltării energeticii nucleare se ating şi următoarele obiective majore, care contribuie la integrarea dimensiunilor economice, sociale, culturale şi ecologice:

- valorificarea resurselor interne de combustibil nuclear (uraniu natural), ceea ce conduce la creşterea gradului de securitate în aprovizionarea cu resurse energetice a ţării;
- valorificarea tehnologiilor autohtone de realizare a materialelor, echipamentelor şi componentelor specifice pentru tehnologia CANDU;
- valorificarea forţei de muncă specializate (efecte socio-economice), protecţia mediului ambiant, în principal prin evitarea producerii gazelor cu efect de seră.

**Cadrul juridic naţional şi al Uniunii Europene referitor la domeniul energeticii nucleare**

Realizarea, punerea în funcţiune şi operarea proiectelor nucleare din România se supune legilor şi reglementărilor româneşti, dar trebuie să ia în consideraţie cerinţele UE, precum şi recomandările organizaţiilor internaţionale (AIEA). Divizarea răspunderilor în România pentru instalaţiile nucleare cuprinde numeroase aspecte, cele mai importante fiind legate de protecţia mediului, urgenţa radiologică, protecţia contra radiaţiilor, răspunderea civilă şi compensarea pagubelor nucleare.

Legea protecţiei mediului nr. 137/1995 [1], de inspiraţie europeană, este instrumentul legal de bază pentru reglementarea protecţiei mediului în România, fiind definită în art. 1 ca "obiectiv de interes public major, pe baza principiilor şi elementelor strategice care conduc la dezvoltarea durabilă a societăţii". Printre acestea pot fi enumerate următoarele:

a) principiul precauţiei în luarea deciziilor;

b) principiul prevenirii riscurilor ecologice şi a producerii daunelor;

c) principiul conservării biodiversităţii şi a ecosistemelor specifice;

d) principiul "poluatorul plăteşte";

e) înlăturarea cu prioritate a poluanţilor care periclitează nemijlocit şi grav sănătatea oamenilor;

f) crearea sistemului naţional de monitorizare integrată a mediului;

g) utilizarea durabilă;

h) menţinerea, ameliorarea calităţii mediului şi reconstrucţia zonelor deteriorate;

i) crearea unui cadru de participare a ONG şi a populaţiei la elaborarea şi aplicarea deciziilor;

j) dezvoltarea colaborării internaţionale pentru asigurarea calităţii mediului.

Ordinele MAPPM nr. 125/1996 şi nr.184/1997 completează această lege. Instalaţiile destinate producerii de energie electrică pe baza procesului de fisiune nucleară (centralele nuclearoelectrice) sunt supuse procedurii de evaluare a impactului asupra mediului pentru eliberarea acordului şi/sau autorizaţiei de mediu. Conform secţiunii a 4-a din Legea 137/1995, regimul privind asigurarea protecţiei împotriva radiaţiilor ionizante şi securităţii surselor de radiaţii are aplicare specifică la instalaţii din industria nucleară, cum ar fi centralele nucleare, reactoarele de cercetare, uzinele de fabricare combustibil nuclear şi depozitele finale de combustibil ars, fiind definite ca instalaţii cu risc nuclear major pentru care acordul şi autorizaţia de mediu se emit de către Guvernul României. Se menţionează în acest context că CNE Cernavodă - Unitatea 1 este prima unitate producătoare de energie electrică din România care a obţinut autorizaţia de mediu în condiţiile Legii 137/1995.

Considerînd că energia nucleară este recunoscută ca fiind un furnizor de electricitate sigur şi curat, Societatea Nuclearelectrica apreciază că pe piaţa de electricitate vor supravieţui doar producătorii curaţi

(nepoluanți), eficienți și competitivi. Promovarea siguranței personalului, a echipamentelor, a populației și mediului ambiant reprezintă astfel prioritatea absolută pentru noi.

Cadrul juridic pentru urgența radiologică, protecția contra radiațiilor, răspunderea civilă și compensarea pagubelor nucleare este acoperit prin Legile 111/1996, 106/1997 și 116/1998, precum și prin Ordinul CNCAN nr. 14/2000.

În ceea ce privește reglementările la nivelul Uniunii Europene, se precizează:

- adoptarea "Directivei 96/92/EC a Parlamentului și a Consiliului Uniunii Europene privind reglementările comune pentru piața internă de electricitate" [2], a marcat o etapă decisivă în constituirea pieței europene unice de energie, iar pentru sectorul energetic din România a constituit o bază reală pentru procesul de restructurare. Înființarea, în 2 iulie 1998, a Societății Naționale Nuclearelectrica S.A. reprezintă un prim pas în procesul ireversibil către o piață concurențială în domeniu, proces consolidat prin etapa a doua de restructurare a CONEL, prin care au fost înființate societățile comerciale Termoelectrica, Hidroelectrica, Transelectrica și Electrica;
- lărgirea UE va conduce în următoarele decade la o uniune de 26 de țări, cu o populație de circa 1/2 de miliard de locuitori. Acest proces de înaltă complexitate va avea un impact asupra tuturor sectoarelor din societățile și țărilor aspirante. Un domeniu care a fost identificat ca o prioritate, și va fi necesar să se clarifice, este cel al securității nucleare. Agenda 2000 accentuează acest punct și cere a fi rezolvat urgent și eficient. Totuși, ca și alte domenii care cad sub incidența Acquis-ul comunitar, standardele de securitate nucleară sunt de competența guvernelor naționale și a autorităților lor de reglementare. În ciuda acestui fapt, Agenda 2000 solicită creșterea siguranței la standarde dependente de proiectul original al reactoarelor respective. Ne referim aici cu prioritate la securitatea nucleară, dar este evident că aceasta nu se poate disocia de protecția mediului;
- România este singura țară europeană care exploatează un reactor CANDU, care a fost proiectat și realizat sub conducerea companiei Atomic Energy of Canada Ltd. (AECL). Construcția Unității 1 a CNE Cernavodă a început în 1980 și a fost finalizată în 1996. Inițial s-a intenționat să se construiască cinci unități pe amplasament, dar astăzi există planuri de finalizare numai pentru investiția Unității 2. Pe perioada procesului de aderare se așteaptă să se acorde o atenție mai redusă Unității 1 de la CNE Cernavodă aflată în funcțiune, dar se ridică semnale de îngrijorare legate de problemele financiare care pot afecta nivelul de siguranță al instalației;
- conținutul cadru al Raportului de impact asupra mediului cerut de Ordinul MAPPM nr. 125/1996 îndeplinește cerințele documentelor 91/94/EURATOM "Recomandarea Comisiei din 7 decembrie 1990 privind aplicarea art. 37 al Tratatului EURATOM" [3] și ale Directivei Consiliului 85/337/EEC - din 27 iunie 1985 privind evaluarea efectelor unor proiecte publice și private asupra mediului [4];
- desigur că legislația europeană de mediu nu este înghețată și se pot aminti ca acte normative cele emise după 1995 (anul promulgării Legii nr. 137):

–directiva Consiliului 96/29/EURATOM din 13 mai 1996 - privind standardele de siguranță de bază pentru protecția sănătății lucrătorilor și populației contra pericolelor provenind din radiații ionizante [5], sau

–directiva Consiliului 97/11/EC din 3 martie 1997 de amendare a directivei 85/337/EEC privind evaluarea efectelor unor proiecte publice și private asupra mediului [6];

- se apreciază că indiferent de evoluția legislației naționale, la evaluarea impactului asupra mediului pentru Unitatea 2 de la CNE Cernavodă, în scopul accesului la creditul EURATOM, auditorul independent selectat de Comisia Europeană va analiza proiectul prin prisma reglementărilor și directivelor Uniunii Europene. Aceasta nu este un element de îngrijorare pentru cei din sectorul nuclear, considerînd că analiza de detaliu ce utilizează ca instrument legislația europeană va confirma viabilitatea conceptului CANDU în Europa, proiectat în fapt după reguli și legi occidentale, nord-americane, similare cu legislația Europei de Vest.

## Perspective privind continuarea realizării Unităților 2-5 de la CNE Cernavoda

Performanțele deosebite, economice și de siguranță, obținute de la punerea în funcțiune comercială a Unității 1 de la CNE Cernavodă în decembrie 1996, reprezintă argumente puternice pentru continuarea realizării celorlalte unități energonucleare din amplasament, aflate în diferite stadii de execuție a lucrărilor de investiții.

În anul 2000, Unitatea 1 Cernavodă a produs 5456 GWh, realizînd 10,33 % din producția de energie electrică din România. Performanțele de exploatare în anul 2000 au fost deosebite, Unitatea 1 înregistrînd cel mai bun factor de capacitate brută de la începerea exploatării, respectiv 88,3%, situîndu-se astfel printre

primele locuri din lume în familia centralelor nuclearoelectrice de tip CANDU.

În baza studiilor de dezvoltare cu costuri minime a sistemului electroenergetic național, a rezultat ca obiectiv prioritar finalizarea și punerea în funcțiune a Unității 2 Cernavodă, ceea ce va conduce la realizarea unei structuri mai echilibrate a resurselor energetice necesare țării, cu un grad de flexibilitate mai ridicat în acoperirea cererii de energie electrică.

În cadrul strategiei de dezvoltare a României pe termen mediu, elaborată în martie 2000, unul din principalele obiective și priorități ale strategiei energetice naționale, corelate cu strategia de dezvoltare economică a României în contextul integrării în Uniunea Europeană, este reluarea lucrărilor și finalizarea, pînă în 2005, a Unității 2 Cernavodă, care reprezintă cea mai eficientă unitate energetică nouă ce poate fi pusă în funcțiune în acestă perioadă.

Studiile de fezabilitate pentru finalizarea Unității 2 Cernavodă, elaborate în primul semestru al anului 2000, se bazează pe o finanțare externă semnificativă, cuprinzînd credite externe garantate de stat, inclusiv pentru acoperirea furniturii românești de bunuri și servicii.

Prin Ordonanța Guvernului României nr. 126/31 august 2000 [7], privind continuarea realizării Unității 2 din cadrul obiectivului de investiții CNE Cernavodă 5x700 MWe, a fost instituit un ansamblu de măsuri economice, financiare și fiscale, care să faciliteze finalizarea Unității 2 Cernavodă. Implementarea acestor măsuri va conduce la un tarif de vînzare a energiei electrice produse de Societatea Națională Nuclearelectrica S.A. la Unitățile 1 și 2 Cernavodă de circa 29 USD/MWh. Acest tarif va permite atît rambursarea creditelor externe împrumutate pentru finalizarea Unității 1 Cernavodă (scadente pînă la finele anului 2006), a creditelor externe ce urmează a fi împrumutate pentru finalizarea Unității 2 Cernavodă, cît și plata din surse proprii a dobînzilor la creditele externe, pe perioada finalizării Unității 2 Cernavodă. Trebuie precizat că în acest tarif de vînzare a energiei electrice sunt cuprinse și costurile de operare ale unităților CNE Cernavodă, care se ridică la circa 13 USD/MWh.

Avînd în vedere caracterul prioritar al finalizării Unității 2 Cernavodă, a fost înființat, prin Decizia nr. 301/1998 a primului ministru, un Comitet interministerial de urmărire a negocierii și finalizării contractelor pentru Unitatea 2 Cernavodă, care a fost reorganizat prin Decizia nr. 85/03.IV.2000 a primului ministru al Guvernului României. Acest comitet, format din reprezentanți ai Ministerului Industriei și Comerțului, Ministerului Finanțelor, Ministerului Justiției, CNCAN, EXIMBANC și S.N. Nuclearelectrica S.A., a avut întîlniri trimestriale și a fost informat asupra stadiului lucrărilor în șantier și a negocierilor cu partenerii externi pentru contractul comercial și pentru obținerea de surse de finanțare externe necesare finalizării Unității 2 Cernavodă.

În baza experienței de la Unitatea 1 Cernavodă, a discuțiilor din Comitetul interministerial și a aprobărilor Consiliului de Administrație SNN, au fost începute negocierile pentru contractul comercial de conducere a lucrărilor de finalizare a Unității 2 Cernavodă cu partenerii tradiționali, respectiv AECL Canada, licențiatorul reactorului nuclear de tip CANDU de la CNE Cernavodă, și ANSALDO Italia, proiectantul și furnizorul părții clasice a Unității 1 Cernavodă.

După aprobarea de către Consiliul de Administrație SNN a principiilor de bază ale contractului comercial de conducere a lucrărilor de finalizare a Unității 2 Cernavodă, în perioada mai-decembrie 2000 s-a parcurs un program de negocieri care a avut ca obiectiv convenirea și parafarea cu partenerii externi a unui proiect de contract comercial. Întîlnirea finală de negociere este programată să aibă loc în primul trimestru al anului 2001, principalele subiecte fiind elaborarea graficului de finalizare a proiectului și stabilirea costurilor de finalizare (preț ferm, preț rambursabil) defalcate pe diverse activități necesare pentru finalizarea proiectului (proiectare în țară și străinătate, procurare, construcții-montaj, punere în funcțiune, asistență tehnică locală și străină pentru supravegherea și conducerea lucrărilor și altele).

După obținerea aprobărilor necesare și parafarea în totalitate a contractului comercial se anticipează semnarea acestuia pînă la sfîrșitul lunii martie 2001. Intrarea în vigoare a contractului comercial pentru finalizarea Unității 2 Cernavodă va fi condiționată, în principal, de existența surselor de finanțare, în special credite externe garantate de stat.

Costurile totale evaluate pentru finalizarea Unității 2 Cernavodă sunt de circa 700 milioane USD, din care 600 milioane USD pentru lucrări de finalizare și punere în funcțiune și 100 milioane USD pentru încărcătura inițială de apă grea și combustibil nuclear.

Prin finalizarea Unității 2 de la CNE Cernavodă, în funcție și de evoluția cererii de energie electrică în România, se anticipează că funcționarea CNE Cernavodă cu două unități va asigura circa 20 % din

consumul de electricitate, în regim de bază şi cu tarife competitive pe piaţa internă concurenţială.

Societatea Naţională Nuclearelectrica are preocupări susţinute şi în sfera protecţiei mediului şi a depozitării deşeurilor radioactive. Astfel sunt finalizate studiile, proiectele şi autorizaţiile pentru realizarea depozitului intermediar de combustibil ars (DICA), lucrările fiind prevăzute să înceapă în cursul anului 2001. Acest obiectiv este finanţat din surse proprii ale S.N. Nuclearelectrica S.C., totalul de participare a industriei autohtone ridicîndu-se la 70%.

În ceea ce priveşte perspectivele realizării unităţilor 3-5 de la CNE Cernavodă, acestea aflîndu-se în prezent în conservare, se apreciază că după reluarea în forţă a lucrărilor de investiţie pentru finalizarea Unităţii 2 vor reîncepe discuţiile pentru finalizarea Unităţii 3, cu participare de capital extern.

## Concluzii

➢ Noua piaţă concurenţială în sectorul energetic oferă condiţii favorabile pentru dezvoltarea în continuare a energeticii nucleare în România. Principalele argumente în acest sens sunt: tehnologia CANDU este o tehnologie vestică recunoscută pe plan mondial, atît prin siguranţa în exploatare, cît şi prin performanţe economice. Realizările obţinute de Unitatea 1 de la CNE Cernavodă pe parcursul a peste 4 ani de exploatare comercială confirmă viabilitatea proiectului în România şi în noile condiţii ale pieţei concurenţiale.

➢ Realizarea Unităţii 2 de la CNE Cernavodă reprezintă, în momentul de faţă, una din cele mai eficiente investiţii pentru sectorul energetic din România. De asemenea, participarea industriei locale la realizarea proiectului este importantă prin asigurarea încărcăturilor iniţiale de apă grea şi combustibil nuclear, de materiale şi echipamente specifice, de lucrări de proiectare şi de construcţii şi altele.

➢ Energetica nucleară bazată pe tehnologia CANDU respectă prevederile reglementărilor interne şi ale Uniunii Europene referitoare la energia nucleară, ceea ce permite dezvoltarea acesteia fără a ridica probleme deosebite, atît în ceea ce priveşte contextul lărgirii Uniunii Europene, cît şi în cel de formare a pieţei concurenţiale în sectorul energetic.

➢ În urma analizării tuturor acestor argumente, actualul Guvern a decis ca în momentul de faţă realizarea investiţiei Unităţii 2 de la Cernavodă să reprezinte una din principalele priorităţi ale proiectului de buget de stat pe anul 2001.


Sinteza

informaţiilor ASTER nr. 1/2000

cuprinde:

- Din viaţa Asociaţiei: Dare de seamă asupra Adunării generale din 31.01.2001 a membrilor Asociaţiei
- Din sectorul energiei: Producţia de energie electrica în anul 2000
- Reglementări în sectorul energiei: Codul tehnic al reţelelor termice
- Aniversări s.a.



**BIBLIOGRAFIE:**

[1] * * * *Legea protecţiei mediului* nr. 137/1995.

[2] * * * *Directiva 96/92/EC a Parlamentului şi a Consiliului Uniunii Europene privind reglementările comune pentru piaţa internă de electricitate.*

[3] 91/94/EURATOM: *Commission Recommendation of 7 December 1990 on the application of Article 37 of the EURATOM Treaty.*

[4] * * * *Council Directive 85/337/ECC of 27 June 1985 on the assessment of the effects of certain public and private projects on the environment.*

[5] * * * *Council Directive 96/29/EURATOM of 13 May 1996 of laying down basic safety standards concerning for the protection of the health of workers and the general public against the danger arising from ionizing radiation.*

[6] * * * *Council Directive 97/11/EC of 3 March 1997 amending Directive 85/337/ECC on the assessment of the effects of certain public and private projects on the environment.*

[7] * * * *Ordonanţa de Urgenţă a Guvernului României nr. 126/31 august 2000 privind continuarea lucrărilor de investiţii la Unitatea 2 de la CNE Cernavodă.*



**Referent: prof. dr. ing. Ilie Prisecaru – Facultatea de Energetică, UPB**

**(Primit la 7 februarie 2001, acceptat la 16 februarie 2001)**

# ACTUALITATE ŞI PERSPECTIVĂ PENTRU ACTIVITĂŢILE DE DISTRIBUŢIE ŞI FURNIZARE A ENERGIEI ELECTRICE ÎN CONDIŢIILE ROMÂNIEI

ing. TUDOR ŞERBAN, ing. GHEORGHE INDRE , dr. ing. ŞTEFAN GHEORGHE*

*Realizarea unui demers strategic este întotdeauna una din marile provocări cu care se confruntă puterea de creaţie şi imaginaţie a minţii omeneşti. Acest exerciţiu cu mare valoare pragmatică, este şi mai dificil pentru o companie cum este S.C. Electrica S.A. născută de numai cîteva luni într-un mediu concurenţial incipient, construit într-un climat economic plin de incertitudine şi caracterizat de un accentuat proces de ajustare structurală. În aceste condiţii lucrarea propusă de autori prezintă o reflecţie asupra situaţiei actuale şi a unor probleme pe care viitorul le pune pentru conducerea S.C. Electrica S.A., satisfacerea nevoilor de energie electrică a peste opt milioane de consumatori risipiţi pe tot teritoriul României. Sunt precizate, fără a intra în detalii, principalele întrebări la care compania trebuie să răspundă ca demers preliminar construcţiei unei strategii comerciale şi de afaceri pe termen lung. Sunt formulate, de asemenea, o serie de aspecte cu caracter concluziv, de a căror rezolvare autorii consideră că depinde mult viitorul distribuţiei şi furnizării de electricitate în România.*

*Elaborating a strategy is always one of the great challenge addressed to the human thinking, creativity and imagination. This exercise, which has a great pragmatic value, is even more difficult when we are speaking about a strategy for a big company like SC Electrica SA the Commercial Distribution Company in Romania. The company has been borne few month ago, in an incipient competitive climate for the electricity market, built in an economic environment full of uncertainty, and very much affected by a deep structural reform and adjustment process. In such circumstances, the paper presented by the authors presents the picture of the present state of the SC Electrica SA, and some of the problems its future may arise for the management. It is important to notice that the company was created to supply electricity for more than 8 million customers, and to provide distribution services for all the whole sale electricity market participants. They are presented without details the main preliminary question which has to be addressed before starting to built the company strategy on the Romanian electricity market. They are also formulated as conclusions some aspects which must be clarified by the authorities which may determined the future of the electricity distribution and supply activities in the country.*

Descriptori: perspectivă, distribuţie şi furnizare energie electrică, România

## Introducere

Ultimul deceniu a adus cu sine schimbări fără precedent în industria energiei electrice din lumea întreagă. Evoluţia tehnologiilor de producere, transport, distribuţie şi comercializare a energiei electrice, stimulată de progresele uriaşe înregistrate în toate domeniile cunoaşterii omeneşti, care au culminat cu dezvoltarea tehnicii de calcul şi a tehnologiilor informaţionale, au determinat regîndirea modului de desfăşurare a afacerilor în industria energiei electrice. Printre schimbările majore înregistrate în domeniul distribuţiei energiei pe care trebuie să le consemnăm sunt:

- schimbarea tipului de proprietate prin trecerea din proprietatea statului în proprietate privată. Asemenea procese de privatizare s-au realizat atît în Europa (UK 1990, Olanda 1998, Ungaria 1995, Portugalia 1995, Spania 1995), cît şi în Asia (Thailanda 1994, India 1998), Australia (Victoria 1995, Noua Zeelandă 1994) şi America de Sud (Argentina 1992, Brazilia 1995, Chile 1982, Columbia 1993, Peru 1993);
- separarea activităţilor de distribuţie de cele de furnizare şi tratarea lor din punct de vedere economic, juridic şi comercial ca afaceri independente, prima desfăşurată în regim de monopol natural, iar cea de a doua în regim concurenţial pe o piaţă liberalizată în care consumatorii dobîndesc libertatea şi dreptul de a îşi alege furnizorul şi de a negocia condiţiile în care achiziţionează cantităţile de energie de care au nevoie;
- schimbarea radicală a tehnologiilor, introducerea unor noi soluţii de proiectare, noi echipamente şi instalaţii materiale şi sisteme tot mai performante şi fiabile pentru controlul automat al proceselor de exploatare;
- un accent tot mai important şi o exigenţă sporită pentru utilizarea judicioasă şi eficientă din punct de vedere economic a resurselor angajate în procesele de producţie;
- impunerea imperativului dezvoltării durabile cu obligaţia protejării mediului înconjurător.

În anul 2000 Consiliul Mondial al Energiei a publicat lucrarea *Energy for Tomorrow"s World Acting Now ( ETWAN),* studiu de mare cuprindere, care tratează problemele resurselor de energie pentru întreaga planetă. Cele trei mari comandamente sub semnul cărora se face întreaga analiză sunt: disponibilitatea resurselor de energie pentru acoperirea energiei necesarului de consum al lumii, accesul la energie al tuturor locuitorilor planetei şi acceptarea de către comunităţile umane a instalaţiilor energetice, cu toate consecinţele ce decurg de aici în ceea ce priveşte

* S.C. Electrica S.A.

impactul asupra mediului înconjurător. Aceste deziderate sunt perfect valabile şi de strictă actualitate şi pentru industria distribuţiei de energie electrică din România şi trebuie să fie avute în vedere ca principii ce trebuie să stea la baza întregii dezvoltări.

## 1. Situaţia actuală a activităţilor de distribuţie şi furnizare

Ca rezultat al proceselor de restructurare şi reformă derulate în ultimii patru ani în România, activităţile de distribuţie şi furnizare a energiei electrice se desfăşoară în condiţiile stabilite prin licenţele emise de către Autoritatea Naţională de Reglementare (ANRE) pentru agenţii economici care prestează aceste categorii de activităţi. Principalul agent economic licenţiat pentru a presta aceste tipuri de activităţi este S.C. Electrica S.A., care desfăşoară activităţile de distribuţie în regim de monopol natural pentru tot teritoriul României şi deţine monopolul alimentării consumatorilor captivi din întreaga ţară. În cele ce urmează se va prezenta situaţia actuală a acestei societăţi, situaţie care descrie de fapt realitatea cu care se confruntă piaţa românească a serviciilor de distribuţie şi furnizare.

### 1.1. Prezentare generală

Electrica S.A. are ca obiect principal de activitate distribuţia şi furnizarea energiei electrice, precum şi exploatarea şi dezvoltarea sistemelor de distribuţie, telecomunicaţii şi tehnologii informatice în corelare cu sistemele de producere şi transport, pe bază de licenţe conform legii.

Electrica S.A. poate desfăşura complementar şi alte activităţi conexe pentru susţinerea obiectului principal de activitate, în conformitate cu legislaţia în vigoare şi cu statutul propriu, cu condiţia ca funcţionarea în siguranţă a sistemului energetic naţional să nu fie afectată.

Electrica S.A. răspunde de funcţionarea instalaţiilor energetice proprii în condiţii de calitate, siguranţă, eficienţă economică şi protecţie a mediului înconjurător.

Capitalul social al S.C. Electrica S.A. este de 27 760 585 100 mii lei, vărsat integral la data înfiinţării, şi este împărţit în 277 605 851 acţiuni nominative, fiecare acţiune având valoarea de 100 000 lei.

### 1.2. Fundamentare juridică

Organizarea societăţii şi desfăşurarea activităţilor se realizează în conformitate cu prevederile legislaţiei româneşti, normele juridice de bază care au fost avute în vedere la înfiinţarea S.C. Electrica S.A. fiind Legea nr. 31/1990 - legea societăţilor comerciale, Ordonanţa de Urgenţă nr. 63/1998 pentru energia electrică şi termică în baza cărora s-a emis Hotărîrea Guvernului nr. 627/2000 privind reorganizarea Companiei Naţionale de Electricitate S.A.

Evoluţiile în procesul legislativ referitoare la desfăşurarea activităţilor de bază din sectorul energiei electrice au condus la reglementarea activităţilor de producere, transport, distribuţie şi comercializare a energiei electrice pe bază de autorizaţii şi licenţe emise de o autoritate specializată, ANRE.

S.C. Electrica S.A. prestează activităţile sale economice în regim de monopol natural, cu obligaţie de serviciu public şi de asigurare a accesului nediscriminatoriu la reţelele sale pentru toţi consumatorii de energie electrică din România şi pentru toţi producătorii care solicită acest lucru.

Obligaţiile şi drepturile S.C. Electrica S.A. în calitate de prestator de serviciu public sunt stabilite în licenţa de distribuţie pentru serviciul de distribuţie al energiei electrice şi în licenţa de furnizare pentru serviciile de comercializare a energiei electrice.

S.C. Electrica S.A. operează pe două pieţe distincte, reglementate prin legislaţia secundară elaborată de ANRE pe baza prevederilor cuprinse în OUG 63/1998.

Cele două pieţe sunt:

- piaţa angro a energiei electrice din România, în care S.C. Electrica S.A. acţionează în calitate de cumpărător de energie electrică şi ca prestator de servicii de distribuţie pentru producători, pentru furnizorii autorizaţi şi pentru consumatorii ce pot să-şi aleagă furnizorul;
- piaţa en detail, care este constituită din tranzacţiile de vînzare-cumpărare a energiei electrice către consumatorii finali.

Pe ambele pieţe S.C. Electrica S.A. operează cu contracte-cadru şi tarife reglementate. Contractele cadru utilizate pentru tranzacţiile pe piaţa angro sunt:

a) contractele de portofoliu de tip preţ/cantitate încheiate între S.C. Electrica S.A. şi producătorii de energie electrică, S.C. Termoelectrica şi S.C. Hidroelectrica;

b) contract de achiziţie pe termen lung încheiat între S.C. Electrica S.A. şi S.N. Nuclearelectrica;

c) contracte de aciziţie încheiate între S.C. Electrica S.A. şi producători independenţi cum este Regia Autonomă pentru Activităţi Nucleare;

d) contractul pentru servicii de sistem, care este încheiat între S.C. Transelectrica şi societăţile producătoare (Termoelectrica, Hidroelectrica, Nuclearelectrica), în care S.C. Electrica S.A. este angajată prin obligaţia de a plăti către S.N. Transelectrica S.C. contravaloarea serviciului de transport, confirmată de beneficiari, ea nefiind parte contractantă;

e) contracte-cadru pentru serviciile de distribuţie prestate de S.C. Electrica S.A. pentru consumatorii care pot să îşi aleagă furnizorul şi producătorii care utilizează reţeaua de distribuţie pentru realizarea tranzacţiilor;

f) contracte pentru livrarea energiei de completare încheiate de S.C. Electrica S.A. cu

consumatorii care pot să îşi aleagă furnizorul sau furnizorii, în conformitate cu prevederile licenţelor de distribuţie şi furnizare.

Contractele de achiziţie de pe piaţa angro sunt încheiate şi gestionate la nivelul conducerii S.C. Electrica S.A.

Contractele cadru utilizate pentru tranzacţiile pe piaţa en detail sunt:

a) contractul cadru de furnizare a energiei electrice la consumatorii casnici;

b) contractul cadru de furnizare a energiei electrice la micii consumatori finali, industriali şi similari, la tarife reglementate;

c) contractul cadru de furnizare a energiei electrice la marii consumatori finali, industriali şi similari, la tarife reglementate.

### 1.3. Organizarea şi funcţionarea

S.C. Electrica S.A. deserveşte în prezent peste opt milioane consumatori de energie electrică, distribuiţi pe toată suprafaţa României, pentru care asigură serviciile de distribuţie şi de furnizare.

Activitatea societăţii este condusă conform Statutului aprobat prin Hotărîrea Guvernului nr. 627/2000 privind reorganizarea Companiei Naţionale de Electricitate S.A., de Adunarea Generală a Acţionarilor formată din trei membri şi de un Consiliu de Administraţie format din cinci membri, conducerea operativă fiind asigurată de un director general, care este membru al Consiliului de Administraţie, dar nu este preşedintele acestuia.

Structura iniţială a S.C. Electrica S.A. era compusă din 36 de sucursale teritoriale de distribuţie şi furnizare.

În baza art. 45 alin. 3 din Hotărîrea Guvernului nr. 627/2000 privind reorganizarea Companiei Naţionale de Electricitate S.A., prin Hotărîrea Adunării Generale a Acţionarilor din 25.09.2000, S.C. Electrica S.A. s-a reorganizat în 19 sucursale teritoriale de distribuţie şi furnizare, ce au în componenţa lor 23 de exploatări de distribuţie şi furnizare. Această hotărîre a avut la bază următoarele elemente:

- numărul de consumatori cu defalcarea pe categorii;
- vînzările de energie, în MWh, defalcate pe niveluri de tensiune;
- valoarea activelor;
- zona de exploatare;
- lungimea reţelei;
- număr de personal;
- statistici asupra instalaţiilor din reţea;
- necesităţi de investiţii estimate.

Din punct de vedere strict tehnic, pentru luarea deciziei menţionate s-a ţinut cont de o serie de aspecte specifice activităţii privind:

- principiile de organizare şi funcţionare a sistemului de dispecerizare;
- decalajele dintre regiuni sub aspectul costurilor înregistrate;
- implicaţiile asupra viabilităţii financiare în eventualitatea desprinderii noilor entităţi ca societăţi independente;
- tarifele aplicate şi aplicabile;
- stabilirea unei baze minime de consumatori şi producţia de energie electrică debitată de producători direct în reţeaua de distribuţie.

Trebuie subliniat faptul că prin regimul de licenţiere a activităţilor de furnizare şi de distribuţie se impune separarea contabilă a costurilor aferente fiecărei activităţi, urmărirea acestora făcîndu-se în interiorul S.C. Electrica S.A., prin organizarea şi funcţionarea centrelor de cost.

Condiţiile de muncă ale personalului sunt asigurate conform prevederilor legale în vigoare, iar regimul de salarizare şi motivare al personalului se face potrivit contractului colectiv de muncă (CCM) încheiat cu Federaţia Sindicatelor din Electricitate "UNIVERS".

### 1.4. Piaţa deservită

Pentru descrierea pieţei deservite de S.C. Electrica S.A. sunt esenţiale două dimensiuni:

a - întinderea geografică;

b - numărul şi diversitatea consumatorilor alimentaţi din reţelele S.C.Electrica.

Din punct de vedere geografic piaţa acoperă tot teritoriul ţării, S.C. Electrica S.A. prestînd serviciile sale atît pentru consumatorii finali, cît şi pentru participanţii la piaţa angro menţionaţi la punctul 1.2.

Numărul şi structura consumatorilor şi a vînzărilor aferente sunt prezentate în tabelele 1 şi 2.

*Tabelul 1*

**Numărul şi structura consumatorilor de energie electrică la nivelul anului 2000**

| Număr consumatori | În anul 2000 |
|---|---|
| Din care: | |
| 1 - casnici | 7 874 244 |
| 2 - mici consumatori | 542 305 |
| 3 - mari consumatori | 8 488 |
| Total consumatori | 8 425 037 |

*Tabelul 2*

**Situaţia vînzărilor de energie electrică**

| | 1999 | 2000 | 2001*) |
|---|---|---|---|
| Total | 37 701 124 | 38 699 810 | 39 703 100 |
| Din care | | | |
| • casnici | 7 840 582 | 7 618 181 | 7 708 535 |
| • agenţi economici | 29 860 542 | 31 081 629 | 31 994 565 |

*) Pentru anul 2001, datele reprezintă prognoza întocmită de S.C. Electrica S.A.

S.C. Electrica S.A. practică, în relaţiile cu consumatorii de energie electrică şi cu beneficiarii serviciilor sale de pe piaţa angro, numai tarife

reglementate stabilite de ANRE în urma examinării analizelor de costuri şi propunerilor formulate de către S.C. Electrica şi în urma consultării reprezentanţilor autorizaţi ai consumatorilor (organizaţiile patronale, organizaţiile profesionale, organizaţiile sindicale etc.).

Tarifele pentru vînzarea energiei electrice la consumatorii finali sunt diferenţiate pe niveluri de tensiune şi pe perioadele de utilizare a energiei în cursul unei zile. Mărimile măsurabile, care sunt considerate pentru determinarea contravalorii energiei livrate, sunt energia electrică vîndută, exprimată în kWh, şi puterea electrică medie orară sau pe sfert de oră. Aceste mărimi sunt determinate obiectiv cu aparate de măsură (contoare de energie electrică) verificate metrologic şi corespunzătoare cerinţelor din reglementările ANRE.

Conform prevederilor OUG 63/1998, consumatorii de energie electrică au dreptul să îşi aleagă sistemul de tarifare prin negociere cu furnizorul, iar tarifele de vînzare a energiei electrice pentru consumatorii captivi sunt aceleaşi pe tot teritoriul ţării.

În structura de tarife au fost eliminate subvenţiile, singura categorie de consumatori care mai este subvenţionată fiind pătura săracă a populaţiei care optează pentru tariful social. Cantitatea subvenţionată este limitată la 50 kWh/lună, iar subvenţia pentru această cantitate este încrucişată, suportată de restul consumatorilor casnici.

Tarifele sunt calculate considerînd necesarul anual de încasări al societăţilor de electricitate determinat pe bază de bugete de venituri şi cheltuieli aprobate de ministerul de resort şi avizate de ANRE, luînd în considerare cursul de schimb leu-dolar care influenţează costurile societăţilor de electricitate prin fluctuaţia costului creditelor externe, combustibilului, materialelor şi echipamentelor importate. Periodic, ANRE, la solicitarea justificată a companiilor de electricitate, reactualizează nivelul tarifelor în raport cu evoluţia costurilor.

### 1.5. Infrastructura reţelelor electrice gestionată de S.C. Electrica S.A.

S.C. Electrica S.A., conform prevederilor din licenţele de distribuţie şi furnizare, asigură exploatarea, întreţinerea, planificarea şi dezvoltarea reţelelor electrice de distribuţie constituite din linii electrice aeriene şi subterane, staţii electrice de conexiuni şi transformare cu tensiuni de 110 kV, 20,10, 6 şi 0,4 kV.

S.C.Electrica S.A gestionează un volum foarte mare de instalaţii energetice formate din 18 649 km linii electrice de 110 kV, 119 066 km linii electrice de medie tensiune şi 168 925 km linii electrice de joasă tensiune, un număr de 860 de staţii de transformare 110 kV/MT, 405 staţii de transformare MT/MT, 65 479 posturi de transformare şi puncte de alimentare şi 179 micro-hidrocentrale şi centrale hidroelectrice de mică putere.

Pe lîngă volumul de instalaţii energetice menţionate, S.C. Electrica mai gestionează un semnificativ volum de instalaţii de comunicaţii, formate din: reţele de radio proprii, convenţionale în benzile de 148 şi 300 MHz, puse în funcţiune în anii '80, reţele de radio de tip trunking banda de 440 MHz, 40 centrale telefonice digitale, pentru comunicaţii prin voce. Pentru comunicaţii de date S.C. Electrica deţine 100 km reţele proprii de fibră optică, tronsoane proprii de radioreleu, precum şi reţeaua proprie trunking.

Din punctul de vedere al tehnicii de calcul compania deţine reţele locale de calculatoare, interconectate, organizate pe principiul client-server, precum şi aplicaţii informatice specializate pentru baze de date şi pentru automatizarea proceselor de exploatare şi conducere operativă a reţelelor.

### 1.6. Necesităţi de reabilitare, modernizare, dezvoltare, investiţii

Dat fiind caracterul învechit al tehnologiilor, instalaţiilor şi echipamentelor utilizate, S.C. Electrica S.A. are în vedere promovarea unor programe de reabilitare, modernizare şi dezvoltare a parcului de instalaţii în scopul creşterii eficienţei economice şi calităţii serviciilor oferite clienţilor săi. Programele menţionate sunt justificate de următoarele cerinţe principale:

- respectarea standardelor de performanţă privind calitatea serviciilor de distribuţie şi furnizare impuse prin licenţe şi prin reglementările emise de ANRE;
- necesitatea informatizării proceselor de conducere operativă pentru creşterea fiabilităţii şi calităţii serviciului de alimentare a consumatorilor;
- necesitatea modernizării sistemelor de măsurare a cantităţilor de energie, precum şi a sistemelor de telecomunicaţii şi procesare a datelor şi informaţiilor necesare funcţionării pieţei liberalizate pentru energia electrică;
- modernizarea sistemelor de gestionare a informaţiilor cu caracter comercial, economic şi energetic, referitoare la clienţii deserviţi;
- automatizarea sistemelor de distribuţie şi introducerea sistemelor de control şi achiziţie a datelor de tip SCADA;
- realizarea unor sisteme moderne de gestionare a datelor economice şi financiare, necesare realizării unui management performant.

Realizarea acestor obiective a necesitat dezvoltarea unei infrastructuri de informatică şi telecomunicaţii distribuită geografic pe tot teritoriul ţării, asociate ei fiind activităţi specifice desfăşurate de S.C. Electrica S.A.

Volumul total al investiţiilor realizate în anul 2000 reprezintă, din punct de vedere valoric, o cifră de 1928,9 miliarde lei, ceea ce la un curs de schimb de 25976 lei/$ reprezintă 74,4 milioane dolari SUA.

### 1.7. Caracterizarea economică a S.C. Electrica S.A.

Sursa principală de venituri pentru S.C. Electrica S.A. este vînzarea de energie electrică către consumatorii finali, cantitatea de energie electrică vîndută în anul 2000 de filielele CONEL la Societatea Electrica fiind de 38 700 GWh.

Filiala S.C. Electrica a fostei CONEL, pe structura căreia s-a creat S.C. Electrica S.A., a realizat în 1999 o cifră de venituri totale din exploatare de 33 679 930 milioane lei. Această valoare a fost realizată utilizînd un portofoliu de active evaluat la 37 196 121 milioane lei, înregistrîndu-se din punct de vedere financiar o pierdere de 3 172 500 milioane lei.

Față de această situație descurajantă, S.C. Electrica S.A., care a moştenit şi o mare parte din obligațiile de plată generate de creditele fostei CONEL, depune eforturi constante de îmbunătățire a situației economice şi financiare proprii printr-o strînsă colaborare cu consumatorii săi, cu ANRE, cu ministerul de resort şi cu toți partenerii de afaceri (creditori, investitori).

## 2. Distribuția şi furnizarea încotro ?

### 2.1. Perspectiva privatizării

Privatizarea este un proces de mare complexitate şi cu un puternic impact economic şi social. Procesul de privatizare trebuie să se facă în raport cu deciziile politice ale statului în calitatea sa de proprietar al S.C. Electrica SA. În acest sens *"Planul de acțiune pentru anul 2000 şi pentru intervalul 2001-2004"*, acceptat de specialiştii de la Bruxelles, prevede elaborarea unei Cărți albe, care să cuprindă strategia privatizării în producție şi distribuție, ce trebuie să se materializeze în privatizarea efectivă a cel puțin două companii de producere şi a două companii de distribuție în fiecare an. Acest plan a fost elaborat pe baza *Strategiei pe termen mediu a Guvernului,* document elaborat în primăvara anului 2000. Dată fiind schimbarea politică înregistrată după alegerile din noiembrie 2000 este de aşteptat ca Guvernul să reanalizeze acest program de privatizare şi să definească un program propriu detaliat, care să reflecte toate aspectele ce trebuie avute în vedere [5].

Privatizarea presupune o pregătire corespunzătoare a cadrului legislativ şi de reglementare, precum şi a cadrului instituțional şi de organizare şi desfăşurare a activităților de distribuție şi furnizare.

În acest sens S.C. Electrica a decis reorganizarea societății şi reducerea numărului de sucursale de la 36 la 19 şi va acționa pentru îndeplinirea tuturor sarcinilor care îi vor reveni din programul de abordare a privatizării pe care îl va defini Guvernul.

### 3.2. Consumatorul de energie între partener sau adversar

De cîțiva ani principiul în baza căruia se gîndesc şi se organizează activitățile de distribuție şi furnizare este situarea consumatorului de energie electrică în centrul întregii activități. Acest mod de abordare a transformat substanțial relația furnizor-consumator într-o relație de parteneriat, urmărindu-se obținerea unor beneficii reciproce şi o colaborare stabilă şi cît mai eliberată de fricțiuni şi disfuncționalități.

Realitatea vieții economice din România contemporană nu încurajează şi din păcate nu permite transpunerea în viață a acestor dorințe ale partenerilor de afaceri, ridicate în declarații la nivel de principii. Din datele care reflectă această situație se observă mari întîrzîieri la plata facturilor de energie, ceea ce duce la imposibilitatea ca S.C. Electrica S.A. să-şi onoreze obligațiile de plată pentru furnizorii de servicii şi materiale. Aceste stări de fapt determină uneori o serie de măsuri extreme, nedorite de furnizor, concretizate prin întreruperea temporară a serviciului de furnizare sau, în cazuri mai grave, suspendarea sau chiar rezilierea contractelor de furnizare.

S.C. Electrica S.A. este permanent preocupată de îmbunătățirea calității serviciilor pe care le prestează pentru consumatorii săi, considerînd această modalitate de acțiune ca o garanție sigură pentru crearea unui climat de parteneriat real. În acest sens, pe lîngă respectarea standardelor de performanță stabilite prin reglementările emise de ANRE, SC Electrica este angajată în efortul implementării unui sistem propriu al calității ca instrument de creştere a performanței propriei activități.

### 2.3. Deschiderea pieței de vînzare cu amănuntul o amenințare sau o şansă?

S.C. Electrica realizează în principal veniturile necesare acoperirii costurilor proprii din vînzările de energie electrică realizate în conformitate cu prevederile licenței de furnizare şi contravaloarea serviciilor de distribuție prestate pentru participanții la piața angro. Deschiderea pieței en detail prin acreditarea consumatorilor care îşi pot alege furnizorul şi introducerea contractelor de cesiune pentru anumite zone de consumatori captivi, va afecta în mod semnificativ volumul încasărilor proprii. Pierderea unui mare consumator care îşi pot alege furnizorul va conduce la reducerea costurilor corespunzător volumului de costuri asociate cu deservirea acelui consumator. Dat fiind faptul că toate calculele de determinare a tarifelor se bazează pe evaluarea şi analiza costurilor medii, abaterea între costurile antrenate de consumatorul care nu va mai fi deservit de S.C. Electrica şi pierderile de încasări va avea valori deosebit de mari, care vor afecta semnificativ rezultatele economice ale societății. Analize şi raționamente de această natură nu au fost elaborate înainte de luarea deciziei de deschidere a pieței en detail, fapt pentru care această măsură este percepută ca o amenințare a stabilității economice a S.C. Electrica S.A. şi ca o

posibilă afectare a capacității sale de a-şi îndeplini obligațiile de serviciu public stipulate în licențe. Pe termen lung se estimează că diferența de venituri neîncasate se va traduce în majorarea corespunzătoare a tarifelor pentru consumatorii captivi. În opinia S.C. Electrica deschiderea pieței cu amănuntul este un proces deosebit de responsabil şi dificil, a cărui reglementare nu este nici pe departe corect realizată în prezent, iar consecințele sunt absolut ignorate de elaboratorii reglementărilor. De altfel, studiul privind alegerea opțiunilor de restructurare pe termen lung a sectorului energetic din România, realizat de compania de consultanță BECHTEL, care a avut drept partener pentru partea de analiză economică prestigioasa companie americană Arthur Andersen, a sesizat, încă din 1996, pericolele ce pot decurge pentru companiile de distribuție dintr-o deschidere prematură a pieței en detail insuficient sau incorect elaborată şi gîndită. Este deosebit de ilustrativă în acest sens dramatica situație financiară a celor două mari companii publice de distribuție din California, unde deschiderea pieței a fost un proces extrem de costisitor, foarte elaborat, în care au fost utilizate resursele şi competențele unei companii de plan mondial cum este ABB.

## Concluzii

Dată fiind importanța economică şi socială a serviciilor prestate de către S.C. Electrica S.A. şi datorită faptului că societatea are capital integral de stat, programele şi strategiile ei de dezvoltare sunt circumscrise politicii energetice a statului, cadrului legislativ şi politicilor guvernamentale privind dezvoltarea economiei. În acest sens, se consideră prioritare următoarele acțiuni pe termen lung, mediu şi scurt:

a) adoptarea în Parlament a unei legi a energiei electrice şi termice, care să poată fi considerată ca bază juridică pentru acțiunile şi programele noastre viitoare. Menționăm că OUG nr.63/1998, care reprezintă legea energiei electrice şi termice în prezent, nu clarifică problema organizării şi funcționării pieței de electricitate şi nici problema modului de determinare a costurilor reformei şi restructurării şi a modalităților şi termenelor de recuperare a acestor costuri;

b) revederea modelului de piață angro bazat pe o piață spot cu prețuri determinate orar şi contracte bilaterale între parteneri, care reprezintă, în opinia S.C. Electrica, un obiectiv țintă pentru care infrastructura nu este pregătită, iar cadrul de reglementare nu este suficient de elaborat pentru a face față realităților pe care le presupune funcționarea unei astfel de piețe;

c) definirea unei strategii energetice a statului şi a unei politici energetice propusă de Guvern şi aprobată de Parlament, conform prevederilor OUG nr.63/1998;

d) revederea mecanismelor preconizate pentru deschiderea pieței en detail în proporție de 15 %, conform HG nr. 982/2000, şi evaluarea corectă şi onestă a impactului economic pe care această hotărîre îl are asupra activităților desfăşurate de S.C. Electrica S.A. şi asupra consumatorilor captivi;

e) definirea unui program de etapizare a gradului de liberalizare a pieței de electricitate concordant cu realitățile economiei românești, cu experiența şi rezultatele statelor din jur şi cu experiența înregistrată în funcționarea unor piețe mult mai elaborate şi mai dotate cum este piața californiană;

f) definirea şi încheierea unor contracte precise şi stabile (cel puțin pentru o perioadă determinată) între managementul companiei de distribuție şi proprietar, contracte din care să rezulte cu claritate drepturile, competențele, limitele de decizie şi obligațiile managementului;

g) luarea în considerație de către ANRE a fenomenului de migrare a forței de muncă tînără şi superior calificată către societățile private, fenomen pentru care S.C. Electrica S.A. nu are în prezent mijloace de atenuare. Acest fenomen este generator de costuri suplimentare, în primul rînd datorită complexității activităților de întreținere şi exploatare, care presupun o lungă perioadă de formare profesională;

h) definirea unor politici noi privind racordarea noilor consumatori pentru creşterea consumului de energie electrică;

i) modificarea actelor normative privind taxele şi impozitele locale pentru bunurile amplasate pe domeniul public, în sensul exceptării de la impunere a instalațiilor componente ale rețelelor energetice de distribuție, destinate asigurării unui serviciu public;

j) revederea modului de repartiție şi alocare a taxei de dezvoltare.

**BIBLIOGRAFIE**


[1] HG 627/2000 privind reorganizarea Companiei Naționale de Electricitate S.A.

[2] *** Bechtel International, Inc.1996, *Romania Study of Options for the Long-term Structure of the Power Sector,* prepared by USAID for World Bank.

[3] *** *CONEL Business Assistance And Survey Project,* The William Davidson Institute (WDI), 1999

[4] *** Bechtel International, Inc. 1998, *Analysis of RENEL's Braşov Transmission and Distribution Subsidiary.*

[5] Şerban, T. *Condițiile succesului privatizării sectorului energiei electrice.* În: Energetica, 48, decembrie 2000, pag. 570-571.



**Referent: dr. ing. Vasile Rugină – Agenția de Privatizare şi Prognoză**

**(Primit la 5 februarie 2001, acceptat la 15 februarie 2001)**

**Punctul de vedere al ANRE**

privind articolul **"Realitate şi perspectivă pentru activităţile de distribuţie şi furnizare a energiei electrice în condiţiile României"**, autori Tudor Şerban, Gheorghe Indre şi Ştefan Gheorghe – S.C. Electrica S.A.

Faţă de cele prezentate în articol, dorim să formulăm următoarele precizări:

S.C. Electrica S.A. dispune de toate pînghiile legale pentru întreruperea imediată a alimentării consumatorilor rău platnici. Din păcate, intervenţia unor factori externi a determinat lipsa unor măsuri hotărîte în acest sens şi a avut drept consecinţă creşterea dificultăţilor producătorilor în acoperirea cererii de energie electrică în această iarnă; "pierderea" consumatorilor care îşi pot alege furnizorii nu duce la o scădere a veniturilor pentru S.C. Electrica S.A., aceasta acoperindu-şi în totalitate costurile aferente prin tariful de distribuţie şi prin furnizarea energiei de completare. Pe fondul imposibilităţii S.C. Electrica S.A. de a creşte rata încasărilor, orientarea către alţi furnizori a celor mai buni platnici consumatori industriali, deveniţi consumatori care îşi pot alege furnizorul, nu poate fi percepută decît negativ de către societate. Considerăm nejustificată temerea autorilor privind imposibilitatea recuperării costurilor de distribuţie, avînd în vedere răspîndirea relativ uniformă a consumatorilor care îşi pot alege furnizorul pe teritoriul ţării şi stabilirea tarifelor de distribuţie la nivelul costurilor distribuitorului naţional unic, respectiv S.C. Electrica S.A.:

- eforturile declarate ale potenţialilor consumatori ce-şi pot alege furnizorul pentru plata datoriilor, posibilitatea unor agenţi economici de a-şi asigura necesarul de energie la un preţ mai mic decît cel reglementat constituie avantaje ale deschiderii pieţei de energie;
- situaţia prezentă pe piaţa energiei electrice din California are cauze mult mai complexe şi invocarea acesteia ca argument împotriva liberalizării dovedeşte fie necunoaştere, fie rea voinţă. Nu negăm greşelile reglementatorului californian, dar principala cauză a crizei de energie o constituie oferta de energie insuficientă în condiţiile unei creşteri economice rapide. Sistemul birocratic de aprobare a construcţiei de noi capacităţi de producere a descurajat investiţiile în sector, cu efecte directe în criza de energie din California;
- la o bună parte din problemele ridicate de autori în "concluzii" va răspunde cu siguranţă *Strategia sectorială pe termen mediu*, în curs de elaborare în cadrul Ministerului Industriei şi Resurselor: modelul de piaţă, etapizarea deschiderii pieţei concurenţiale, programul de privatizare;
- în final, nu putem să nu fim de acord cu observaţia autorilor privind fenomenul de migrare a specialiştilor din cadrul S.C. Electrica S.A. către sectorul privat, dar sectorul energiei electrice nu este singurul supus acestui fenomen şi după părerea noastră doar creşterea eficienţei sectorului de stat la nivelul celui privat va stopa această migrare.

---

CNR – CME ne informează:

## La Buenos Aires – Argentina, va avea loc în 21 – 25 octombrie 2001 Al 18lea Congres al Consiliului Mondial al Energiei

Fondat în 1923, Consiliul Mondial al Energiei (CME) este astăzi cea mai prestigioasă organizaţie internaţională în domeniu. Activităţile sale se referă la toate tipurile de energie, inclusiv cărbunele, ţiţeiul, gazele naturale, energia nucleară, hidro sau sursele regenerabile. Deviza CME este: "să promovăm alimentarea şi utilizarea sustenabilă pentru toate formele de energie în beneficiul tuturor".

Activităţile CME se desfăşoară într-un ciclu de 3 ani şi culminează cu Congresul trienal al CME. În acest context, menţionăm faptul că în anul 1971 Congresul CME a avut loc la Bucureşti.

Cel de al 18lea Congres al CME va avea loc la Buenos Aires, în perioada 21–25 octombrie 2001, în organizarea Comitetului membru din Argentina al CME.

Acesta este nu numai primul Congres CME din cel de al treilea mileniu, dar şi primul Congres CME care se organizează într-o ţară latino – americană.

Tema sa centrală este: **"Pieţele energiei – provocarea noului mileniu"**, temă de importanţă vitală pentru o economie în curs de globalizare şi pentru dezvoltarea socială a omenirii.

Congresul are loc într-un moment în care, pe de o parte, circa 1,6 miliarde de oameni, respectiv o treime din populaţia lumii, marea majoritate din ţările în curs de dezvoltare, nu are practic acces la reţelele comerciale de distribuţie a energiei, fie din cauza inexistenţei acestora pe întinse zone, fie datorită restricţiilor financiare, iar, pe de altă parte, circa 1,2 miliarde de oameni din ţările dezvoltate consumă aproape 60% din oferta mondială de energie.

Reforma sectorului energiei pe plan mondial trebuie să ducă, în viziunea CME, la eliminarea acestor enorme diferenţe. Dezvoltarea pieţelor energiei trebuie să aibă ca obiectiv asigurarea unei energii accesibile, disponibile şi acceptabile pentru toată populaţia planetei. Este de aşteptat ca lucrările prezentate şi discuţiile ce vor avea loc să graviteze în jurul acestor subiecte.

Cu ocazia Congresului vor fi organizate următoarele tipuri de manifestări:

a - sesiuni de referate organizate pe trei secţiuni;

b - mese rotunde;

c - sesiuni de comunicări speciale Keynote Addresses;

d - expoziţie tehnică şi comercială;

e - vizite tehnice.

**a. Sesiunea de referate**

În cadrul celor trei secţii vor fi organizate 18 sesiuni de discuţii (DS) în care vor fi prezentate peste 200 referate întocmite de autori din peste 60 ţări şi 20 organizaţii internaţionale şi vor avea loc discuţii asupra acestora. Lucrările respective vor fi tipărite, iar volumele vor fi distribuite participanţilor la înscriere.

Secţiile şi sesiunile de discuţii în cadrul fiecărei secţii sunt următoarele:

**Secţia 1: Provocări ale pieţei mondiale a energiei**

- Perspective ale "actorilor" din industria energiei

DS1: Combustibili fosili: ţiţei, gaze naturale şi cărbune.

DS2: Hidroelectricitate, energie nucleară, surse regenerabile.

DS3: Eficienţa energiei şi conservarea. Perspectiva sustenabilităţii pe termen lung.

DS4: Aspecte instituţionale, de reglementare şi de mediu.

DS5: Probleme economice şi comerciale.

DS6: Cercetare, dezvoltare şi tehnologia informaţiei.

(continuare în p. 153)

# SISTEM DE MĂSURARE A TENSIUNILOR DE IMPULS CU FRONT FOARTE RAPID

ş.l. dr. ing. MARIAN COSTEA*

*Supratensiunile cu front foarte rapid pot determina cedări prin perforare ale izolatoarelor liniilor aeriene şi scăderea semnificativă a tensiunilor disruptive ale altor izolaţii, în comparaţie cu solicitările la tensiuni mai lent variabile. În vederea efectuării de încercări cu impulsuri de tensiune cu front foarte rapid s-au dezvoltat sisteme de măsurare specifice, care utilizează divizoare rezistive sau bazate pe sonde de cîmp electric. Lucrarea prezintă un sistem de măsurare cu sondă de cîmp electric, în aer. Sunt prezentate consideraţiile teoretice care au condus la dimensionarea divizorului, cîteva detalii constructive şi experimentele efectuate care au permis caracterizarea sistemului de măsurare realizat.*

*Very fast transients can produce punctures of overhead line insulators and a significant reducing of disruptive discharge voltages of other kind of insulation systems, in comparison with a slower voltage stresses. To perform test with very steep front impulse voltages it was developed dedicated measuring systems based on resistive dividers or electric field sensor. The paper presents an impulse voltage measuring system with electric field sensor, in air. There are presented theoretical considerations who leads toward of dimensioning of divider, some technical details and the performed experiments who was permitted the characterisation of measuring system.*

Descriptori: încercări de izolaţii cu impuls de tensiune cu front foarte rapid, măsurarea tensiunilor foarte rapide

## Introducere

Pentru a se asigura creşterea siguranţei în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor, dată fiind comportarea izolaţiilor de înaltă tensiune la supratensiuni cu front foarte rapid [1, 2, 3, 4], CEI recomandă încercarea unor izolaţii cu impulsuri de tensiune cu front foarte rapid (IFR). Încercările vizează:

- verificarea la perforare, în aer, a izolatoarelor tip capă-tijă sau suport ale liniilor aeriene, conform raportului tehnic CEI 61211/1994 [5];
- verificarea izolatoarelor compozite (încercări de tip), conform standardului CEI 61109/1992 [6].

În vederea efectuării acestor încercări, în Laboratorul de tehnica tensiunilor înalte al Universităţii "POLITEHNICA" Bucureşti (UPB) s-a realizat şi experimentat un sistem de măsurare dedicat IFR, destinat să asigure procesul de măsurare la generatorul de impuls de tensiune cu front foarte rapid pus în funcţiune în laborator.

Necesitatea utilizării impulsurilor de înaltă tensiune cu front foarte rapid (IFR) pentru încercări specifice ale unor izolaţii a impus dezvoltarea de generatoare specializate şi implicit de sisteme de măsurare dedicate. Deşi definite în standardul de coordonare a izolaţiei, CEI 60071-1/1993, supratensiunilor cu front foarte rapid nu li s-a asociat, încă, o formă de impuls care să le echivaleze în încercările de laborator. Chiar dacă nu specifică explicit parametrii temporali ai impulsului de tensiune ce trebuie aplicat, unele standarde referitoare la încercarea izolaţiilor [5,6] impun pantei acestuia valori ridicate, care presupun durate ale frontului foarte reduse. Prin definiţie, supratensiunile cu front foarte rapid prezintă durate ale frontului cuprinse între 3 ns şi cel mult 100 ns. Ca urmare, pot fi considerate impulsuri de tensiune cu front foarte rapid, avînd durate ale frontului de pînă la 100 ns.

În principiu, măsurarea unui impuls de tensiune cu front foarte rapid se poate realiza cu circuite de măsurare bazate pe:

a) divizoare de tip capacitiv, cu capacitate de intrare redusă (zeci de pF) şi inductivitate parazită neglijabilă;

b) divizoare de tip rezistiv, cu rezistenţă de intrare mică (1000 ... 2000 Ω) [5], realizate cu rezistoare de volum sau cu lichid (soluţii de NaCl sau $CuSO_4$, în apă).

În cazul utilizării divizoarelor de tip rezistiv, valoarea relativ redusă a rezistenţei de intrare, impusă de necesitatea obţinerii unui timp de răspuns suficient de mic, implică două dezavantaje importante: limitarea amplitudinii tensiunilor măsurabile, pentru evitarea depăşirii energiei ce poate fi disipată prin răcire naturală şi prezenţa unei sarcini inacceptabil de mari pentru generatorul care produce IFR. În plus, apar dificultăţi de realizare practică atît a braţului de înaltă tensiune (rezistoare de volum scumpe şi dificil de procurat sau bobinaj practic complet neinductiv, dificil de realizat), cît şi a celui de joasă tensiune (rezistenţă foarte mică şi cu inductanţă reziduală, practic, nulă).

Un divizor de tip capacitiv, rapid şi cu capacitate de intrare redusă, poate fi realizat pe principiul sondelor de măsurare a cîmpului electric la un "plan de pămînt" [7].

* Facultatea de Energetică, Universitatea "POLITEHNICA", Bucureşti

În ceea ce priveşte sistemul de transmisie, de la ieşirea divizorului la intrarea aparatului de măsurare se poate alege între o cale pur electrică, realizabilă printr-un cablu coaxial, şi o cale optică, realizabilă printr-un sistem de măsurare cu fibră optică. Dat fiind nivelul ridicat al perturbaţiilor electromagnetice, atît radiate, cît şi conduse (de mod comun), care apar în momentul producerii IFR şi, mai ales, în momentul cedării izolaţiei încercate, este de preferat soluţia utilizării unei transmisii cu fibră optică. Aceasta cu atît mai mult cu cît osciloscoapele disponibile, care prezintă proprietăţi dinamice necesare măsurării IFR, nu prezintă un nivel de imunitate suficient, în raport cu nivelul perturbaţiilor conduse, de mod comun, la care pot fi supuse în cazul unei transmisii efectuate printr-o cale pur electrică.

Sistemul de măsurare a IFR realizat în Laboratorul de tehnica tensiunilor înalte al Facultăţii de Energetică, Universitatea "POLITEHNICA" Bucureşti, constă din:

- divizor de tip capacitiv, realizat pe principiul sondelor de măsurare a cîmpului electric la un "plan de pămînt" ;
- sistem de transmisie, între divizor şi osciloscop, prin canal optic;
- osciloscop cu eşantionare şi achiziţie numerică a semnalului.

Sistemul permite, în etapa actuală, măsurarea unor tensiuni de impuls pozitive, avînd valori de vîrf de pînă la 400 kV, sau negative, cu valori de vîrf de pînă la 600 kV, cu durate ale frontului cuprinse între 50 şi 200 ns şi durate pînă la semiamplitudine de 50 μs.

## 1. Caracteristicile sistemului de măsurare

Caracteristicile sistemului de măsurare s-au stabilit în concordanţă cu cele ale generatorului de impuls cu front foarte rapid. Acest generator poate produce (la funcţionare în gol) tensiuni de impuls cu front foarte rapid, cu următoarele caracteristici:

- front cvasiliniar, cu o durată de cel mult 0,1 μs;
- durata pînă la semiamplitudine de 50 μs;
- valoarea de vîrf de maximum 500 kV;
- valoarea medie a pantei frontului de pînă la 5000 kV/μs.

Conectarea la acest generator a unor sarcini capacitive de pînă la circa 300 pF asigură menţinerea amplitudinii şi a pantei medii a impulsului produs în limitele ± 5 % faţă de valorile ce se obţin la funcţionarea în gol.

În prezenţa echipamentului încercat, tensiunea la bornele acestuia poate să prezinte forma:

- unui impuls plin, dacă izolaţia echipamentului nu cedează;
- unui impuls tăiat – pe spate, vîrf sau front – dacă izolaţia echipamentului cedează (fig.1).

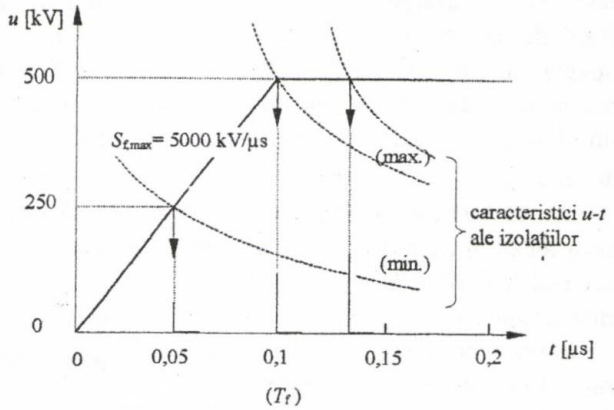



Fig. 1. Tensiuni la bornele echipamentului încercat (reprezentate schematizat); ($T_p / T_s \cong 0{,}1/50$ μs ; funcţionarea instalaţiei la parametri desemnaţi drept nominali).

Pentru estimarea caracteristicilor dinamice impuse sistemului de măsurare s-a considerat – pentru timpul pînă la tăiere – o valoare minimă de circa 0,05 μs, rezonabilă din punctul de vedere al posibilelor caracteristici tensiune-timp ale izolaţiilor, care urmează a fi încercate. Cu aceasta se asigură posibilitatea încercării la IFR, cu pante de 5000 kV/μs, a unor izolaţii avînd caracteristici tensiune-timp într-un domeniu de variaţie relativ larg. Adoptarea condiţiei privind panta impulsului permite stabilirea următoarelor cerinţe relativ la forma şi valoarea de vîrf ale tensiunilor care trebuie măsurate, respectiv: (a) tensiuni de impuls pline, cu o durată a frontului $T_f \cong 0{,}1$ μs şi o durată pînă la semiamplitudine (reală sau virtuală) $T_s \cong 50$ μs şi valori de vîrf de pînă la 500 kV; (b) tensiuni de impuls cu un front liniar, cu durate ale frontului cuprinse între 0,05 μs şi 0,10 μs şi valori de vîrf cuprinse între 250 kV, respectiv 500 kV.

În ceea ce priveşte capacitatea de intrare a divizorului, dată fiind sarcina capacitivă totală admisă de instalaţie (de cel mult cîteva sute de pF), aceasta trebuie limitată la valori de cel mult cîteva zeci de pF.

În scopul estimării caracteristicii de frecvenţă necesară sistemului de măsurare s-a calculat spectrul de frecvenţă al unui impuls de formă 0,1/50 μs tăiat pe front la 50 ns. Banda de frecvenţă corespunzătoare acestuia este egală cu 10,5 MHz (la – 3 dB).

Factorul de scală al întregului sistem de măsurare (divizor de tensiune - circuit de transmisie - aparat de măsurare), $K_s$, este determinat de relaţia:

$$K_s = K_d - K_t \cdot K_m , \qquad (1)$$

unde:

$K_d$ este raportul divizorului;
$K_t$ – factorul de scală al circuitului de transmisie;
$K_m$ – atenuarea introdusă de un eventual atenuator dispus la intrarea aparatului de măsurare.

Avînd în vedere faptul că măsurarea IFR implică folosirea unui osciloscop rapid, cu timp de creştere de

cîteva ns, iar asemenea osciloscoape au tensiuni de intrare de cel mult cîteva zeci de volți și deoarece valoarea de vîrf, maximă, a IFR care urmează a fi măsurat este de 500 kV, rezultă necesitatea realizării unui factor de scală, global, $K_s$, de ordinul de mărime $2 \times 10^4$.

Comportarea dinamică a unui circuit de măsurare pentru tensiuni de impuls este caracterizată complet de răspunsul normat al acestuia la o tensiune de intrare de formă treaptă. Caracteristicile dinamice ale circuitului de măsurare constau dintr-un ansamblu de parametri caracteristici ai acestuia, care derivă din răspunsul normat la tensiune treaptă. Alegerea acestor parametri caracteristici ai răspunsului la tensiune treaptă depinde de parametrii stabiliți pentru evaluarea tensiunii de intrare, care urmează a fi măsurată. În acest caz, s-au ales drept parametri caracteristici ai răspunsului la tensiune treaptă:

- timpul de răspuns (experimental), $T$, care permite evaluarea erorii introduse de circuitul de măsurare în determinarea valorii de vîrf a unei tensiuni de impuls cu front liniar și respectiv a unei tensiuni de impuls de trăsnet, tăiată pe front;
- timpul de stabilizare (experimental), $t_{1e}$, care, împreună cu timpul de răspuns $T$ permite evaluarea porțiunii frontului unei înregistrări ce reproduce frontul tensiunii de intrare.

Relația care permite stabilirea unor cerințe privind timpul de răspuns al circuitului de măsurare este:

$$\delta\hat{U} = \frac{K_s\hat{U}_m - \hat{U}_i}{\hat{U}_i} = -\frac{T}{T_p}, \qquad (2)$$

în care:

$\delta\hat{U}$ este eroarea relativă de determinare a valorii de vîrf, introdusă de caracteristica dinamică a circuitului de măsurare;

$K_s$ – factorul de scală al circuitului de măsurare;

$\hat{U}_i$ – valoarea de vîrf a unei tensiuni de intrare, de formă triunghiulară, cu o durată $T_p$ ($\hat{U}_i = S \cdot T_p$);

$S$ – panta frontului;

$\hat{U}_m$ – valoarea de vîrf a tensiunii măsurate;

$T$ – timpul de răspuns al circuitului de măsurare;

$T_p$ – timpul pînă la tăierea unui impuls cu front liniar sau durata frontului unui impuls de aceeași formă.

Considerînd acoperitoare condiția privind valoarea minimă considerată, fie pentru durata frontului unei tensiuni de impuls cu front liniar, fie pentru timpul pînă la tăierea, pe front, a unui impuls de aceeași formă, $T_p$ = 50 ns, rezultă, pentru timpul de răspuns al circuitului de măsurare, valorile: T = 2,5 ns, în cazul acceptării unei erori $\delta\hat{U}$, respectiv T = 5 ns, în cazul acceptării unei erori $\delta\hat{U}$ = - 10 %. Timpul de stabilizare a răspunsului la tensiune treaptă, $t_{1e}$, determină, împreună cu timpul de răspuns, porțiunea frontului înregistrării (tensiunii de ieșire a circuitului de măsurare), care reproduce frontul tensiunii de intrare. Reducerea timpului de răspuns sub o anumită limită implică acceptarea unor supraoscilații ale răspunsului la tensiune treaptă, ceea ce conduce, de regulă, la creșterea timpului de stabilizare a acestuia. O soluție de compromis poate consta în alegerea unui set de valori:

$$T \leq 5 \text{ ns}; \quad t_{1e} \leq 25 \text{ ns}. \qquad (3)$$

Realizarea acestor condiții ar conduce, în cazul cel mai defavorabil (tensiune de impuls cu front liniar, tăiată pe front la 50 ns), la o eroare de determinare a valorii de vîrf de cel mult 10 %, respectiv la o reproducere fidelă a frontului tensiunii de intrare, cel puțin în jumătatea superioară a acestuia. În cazul unei tensiuni de impuls cu front liniar și o durată a frontului de circa 0,1 μs, eroarea relativă de determinare a valorii de vîrf scade la cel mult 5 %, iar frontul tensiunii este reprodus cel puțin între valorile relative 0,25 și 1,00, ceea ce permite aplicarea convenției prevăzute de standard, [8, paragraful 18.2.4] pentru determinarea duratei, liniarității și pantei frontului.

Divizorul de tip capacitiv este format de capacitatea $C_{1d}$, dintre electrodul de înaltă tensiune (1) și senzorul de cîmp electric (2) și capacitatea $C_{jt}$ a brațului de joasă tensiune (3) (fig. 2).

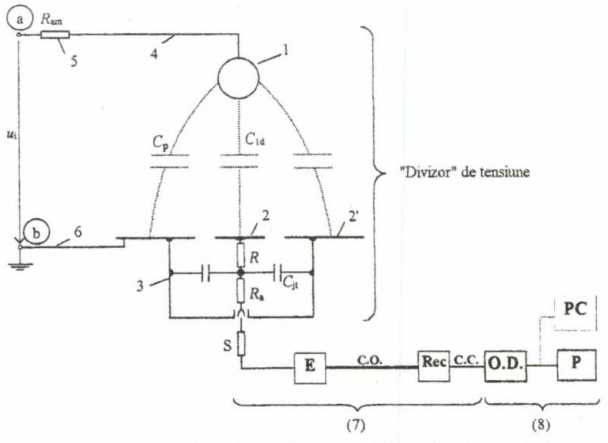



Fig. 2. Structura circuitului de măsurare a IFR: a,b - borne de intrare; $u_i$ - tensiune de intrare; 1 - electrod de înaltă tensiune; 2 - senzor de cîmp electric; 2' - electrod de pămînt; 3 - braț de joasă tensiune; 4 - conexiune de înaltă tensiune; 5 - rezistor de amortizare a circuitului de înaltă tensiune; 6 - conexiune de pămînt; 7 - sistem de transmisie izolat (S - sondă de tensiune; E - emițător; Rec - receptor; C.O. - cablu optic; C.C. - cablu coaxial); 8 - sistem de măsurare (O.D. - osciloscop digital; P - plotter; PC - calculator personal).

Electrodul de înaltă tensiune, realizat sub forma unei sfere cu diametrul de 200 mm, a fost dispus la o distanță de 500 mm față de senzorul de cîmp electric și

se conectează la borna de intrare, de înaltă tensiune, a circuitului de măsurare, prin intermediul conexiunii (4) şi rezistorului de amortizare $R_{am}$ (5). Conexiunea de pământ cu impedanţă redusă (6) completează legătura cu bornele de intrare.

Senzorul de cîmp electric (2) împreună cu o calotă sferică (2') formează "planul de pământ" la care se opresc liniile cîmpului electric produs de electrodul de înaltă tensiune. Capacitatea totală, $C_i$, dintre electrodul de înaltă tensiune şi pământ este:

$$C_i \cong C_{1d} + C_p, \qquad (4)$$

unde: $C_p$ este capacitatea faţă de calota sferică.

O estimare prin calcul [9,10] a capacităţii $C_i$ oferă ca rezultat $C_i \cong 12$ pF, cu observaţia că această valoare, calculată pentru o configuraţie de tip "sferă-plan infinit", reprezintă o aproximare majorantă a valorii corespunzătoare configuraţiei divizorului realizat. Cîmpul electric dintre electrodul sferic şi un "plan de pământ" infinit prezintă un coeficient de neuniformitate, estimat prin calcul $E_{max}/E_{med} \approx 2{,}8$, ceea ce indică o structură de cîmp încă slab neuniform, aceasta excluzînd posibilitatea apariţiei de sarcini electrice spaţiale, la valori ale tensiunii sub cea de străpungere, sarcini spaţiale care ar modifica funcţionarea "pur capacitivă" a divizorului.

Diametrul senzorului de cîmp electric şi capacitatea braţului de joasă tensiune s-au stabilit astfel încît unei tensiuni la intrarea în divizor de 500 kV să-i corespundă o tensiune de ieşire de 400 V, compatibilă cu tensiunea de intrare a sistemului de transmisie. Din considerente constructive (un raport "rezonabil" între diametrul senzorului şi diametrul calotei sferice) s-a ales $D_e = 25$ cm. Capacitatea $C_{jt}$ a braţului de joasă tensiune s-a determinat astfel încît curentul de deplasare "cules" de senzor

$$i_e = \int_{(A_e)} \varepsilon_0 \frac{\partial E(x,0)}{\partial t} \cdot dA_e, \qquad (5)$$

unde $A_e$ este aria acestuia, să determine la bornele capacităţii $C_{jt}$ o cădere de tensiune

$$u_2 = \frac{1}{C_{jt}} \int_0^t i_e(t)\,\mathrm{d}t, \qquad (6)$$

cu valoarea de vîrf de 400 V.

În condiţiile expuse mai sus a rezultat $C_{jt}$= 0,16 nF. Braţul de joasă tensiune, realizat într-o structură neinductivă, prezintă caracteristicile, determinate prin măsurători, din tabelul 1.

*Tabelul 1*

**Caracteristicile măsurate ale braţului de joasă tensiune al divizorului**

| | |
|---|---|
| - capacitate | $C_{it}$ = 998 pF |
| - rezistenţa de amortizare | $R$ = 12,5 Ω |
| - rezistenţa de adaptare | $R_a$ = 49,9 Ω |
| - tensiunea de ieşire | max. 400 V |

Valoarea rezistorului de amortizare, de 12,5 Ω, a fost stabilită experimental, în vederea amortizării oscilaţiilor de înaltă frecvenţă datorate inductanţei reziduale a acestuia.

Rezistenţa de amortizare a conexiunii de înaltă tensiune, $R_{am}$ = 200 Ω, a fost stabilită prin calcul şi verificată experimental.

Un ultim aspect a constat în stabilirea "razei de degajare" a divizorului, aspect important, mai ales dată fiind valoarea foarte mică a capacităţii braţului de înaltă tensiune. Calculul cîmpului electric pe suprafaţa "planului de pământ" a indicat o scădere a valorii acestuia la circa 1 % din valoarea sa medie, la o distanţă de 2,5 m faţă de axa verticală a divizorului. S-a considerat deci că pentru păstrarea "stabilităţii" factorului de scală al divizorului, în jurul acestuia nu trebuie să se găsească nici un alt obiect, pe o rază de cel puţin 2,5 m. Din această condiţie a rezultat şi lungimea minimă a conexiunilor la divizor, tot de 2,5 m. În figura 3 este prezentată structura divizorului.

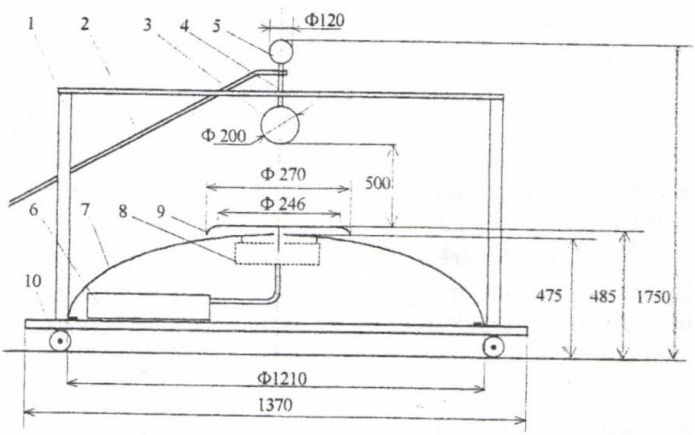



Fig. 3. Vedere laterală a divizorului capacitiv cu sondă de cîmp electric: 1 – suport izolator; 2 – conexiune de înaltă tensiune; 3 – electrod de înaltă tensiune; 4 – conexiune tubulară; 5 – electrod terminal; 6 – emiţătorul transmisiei optice; 7 – electrod de pământ (calotă sferică); 8 – braţ de joasă tensiune; 9 – sondă de cîmp electric; 10 – cărucior.

Sistemul de transmisie utilizat, izolat cu fibră optică, de tip A 6906 S (Tektronix) are o bandă de frecvenţă (–3 dB) de 100 MHz, respectiv un timp de creştere de 3,5 ns, o tensiune de intrare de maximum 6 kV (valoare de vîrf, în impuls) şi o tensiune de ieşire de maximum 2 V. Legătura dintre receptorul sistemului de transmisie şi intrarea osciloscopului este realizată printr-un cablu coaxial, scurt, cu impedanţa caracteristică de 50 Ω. Aparatul de măsurare constă dintr-un osciloscop cu achiziţie numerică, avînd bandă de frecvenţă (–3 dB) de 150 MHz (timp de creştere de 2,2 ns) şi frecvenţă de eşantionare de 100 MS/s.

## 2. Rezultate experimentale

*2.1. Determinarea răspunsului la tensiune treaptă*

Determinările au fost efectuate cu o tensiune treaptă de 500 V, cu timp de creştere de circa 1 ns, reprezentînd mai puţin de 1/10 din valoarea timpului parţial de răspuns $T_\alpha$, aşa cum prevede standardul CEI 60060-2/1994). În figura 4 se prezintă răspunsul sistemului de măsurare la această tensiune aplicată la intrarea sa.

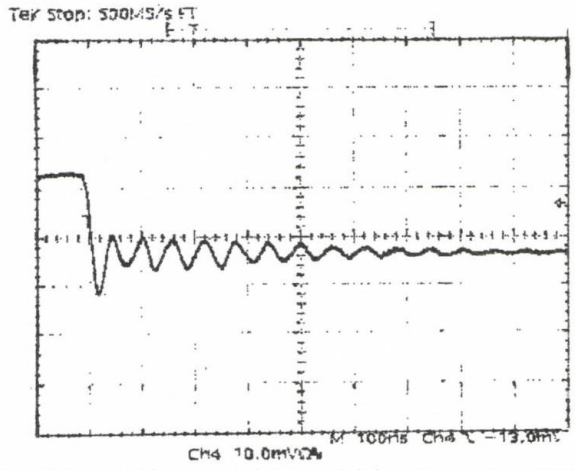



Fig.4. Răspunsul la treaptă al sistemului de măsurare (sensibilitate 10 mV/div; baleiaj 100 ns/div).

Evaluarea răspunsului s-a ghidat după procedurile aplicabile în cazul unui impuls de tensiune de trăsnet standardizat [8,11].

În urma prelucrării numerice a oscilogramei din figura 4 a rezultat un timp de răspuns de 12,6 ns şi un timp de stabilizare de 80,7 ns, considerîndu-se o "epocă nominală" pentru durata frontului cuprinsă între $t_{min}$ = 50 ns şi $t_{max}$ = 200 ns, valoarea stabilizată fiind considerată, în consecinţă, valoarea mediată a răspunsului între aceste limite, iar limita de integrare pentru determinarea timpului de răspuns experimental fiind $t_{max}$. Este de precizat faptul că pentru eliminarea perturbaţiilor de înaltă frecvenţă, care fac dificilă evaluarea parametrilor răspunsului, s-a lucrat cu o bandă de frecvenţă la osciloscop redusă la 20 MHz. În aceste condiţii, considerînd timpii de răspuns nominali pentru transmisia optică şi osciloscop a rezultat un timp de răspuns, propriu divizorului, de 9,6 ns.

Deoarece timpul de stabilizare determinat în urma prelucrării răspunsului la tensiune treaptă al sistemului de măsurare este relativ mare, comparativ cu durata frontului impulsului preconizat a fi măsurat şi cu cerinţele adoptate iniţial, s-a căutat să se aprecieze efectul pe care-l are acest răspuns asupra măsurării unui impuls cu front rapid, prin calcularea tensiunii de ieşire, cu ajutorul unei integrale de convoluţie. În figura 5 sunt prezentate, comparativ, tensiunea la intrarea sistemului (un impuls de forma 0,1/50 μs) şi tensiunea la ieşirea acestuia, pentru răspunsul la tensiune treaptă determinat experimental.

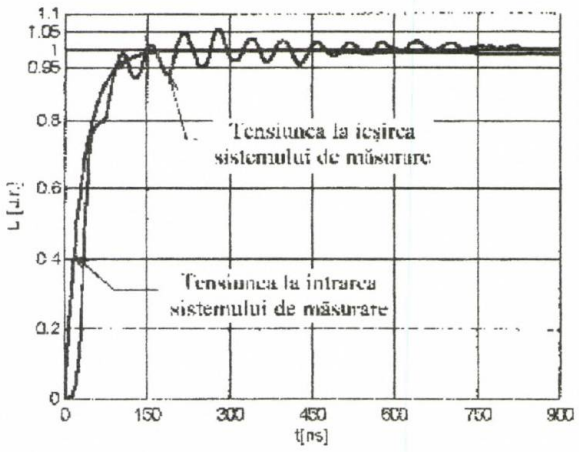



Fig.5. Răspunsul calculat al sistemului de măsurare la o tensiune de intrare de formă 0,1/50 μs.

Durata convenţională a frontului tensiunii de ieşire (determinată de secanta ce trece prin punctele de amplitudine relativă 0,3 şi 0,9) este cu 12 % mai mică decît cea corespunzătoare tensiunii de intrare. Este de remarcat, totuşi, că oscilaţiile pe creasta semnalului de ieşire se încadrează într-o bandă de ± 5 % în jurul valorii stabilizate, pentru timpi superiori timpului de stabilizare determinat din răspunsul la tensiune treaptă.

*2.2. Măsurarea unor tensiuni de impuls înalte, de formă 1,2/50 μs şi 0,1/50 μs*

Pentru determinarea factorului de scală şi a deformării tensiunii de intrare s-au efectuat experimentări cu tensiuni de impuls înalte, cu forme de 0,1/50 μs, respectiv 1,2/50 μs. Experimentele efectuate cu tensiuni de impuls 0,1/50 μs şi valori de vîrf de pînă la circa 5 kV au permis – prin măsurători comparative, efectuate cu o sondă de înaltă tensiune cuplată direct la osciloscop – stabilirea următoarelor caracteristici ale sistemului de măsurare dezvoltat:

- factorul de scală al divizorului $K$ = 1492 ± 5 % ;
- eroarea de redare a duratei unui front de 0,1 μs, de circa –15 % .

Încercări efectuate cu impulsuri de tensiune de formă 1,2/50 μs, cu valori de pînă la 300 kV, măsurate simultan cu un sistem "clasic" şi respectiv cu sistemul de măsurare bazat pe divizorul cu sondă de cîmp electric au pus în evidenţă:

- liniaritatea sistemului dezvoltat;
- menţinerea valorii factorului de scală;
- erori de redare a duratelor frontului şi timpului pînă la semiamplitudine în limitele admise prin standard.

S-au efectuat şi măsurători ale unor tensiuni înalte, cu front foarte rapid. În figura 6 este prezentată înregistrarea unei astfel de tensiuni, cu o valoare de vîrf

de 250 kV şi o durată a frontului de 75 ns. Atenuarea interferenţelor introduse în sistemul de măsurare, de funcţionarea generatorului de impuls rapid, prin limitarea benzii de frecvenţă a osciloscopului de la 150 MHz la 20 MHz nu modifică parametrii caracteristici ai tensiunii măsurate.

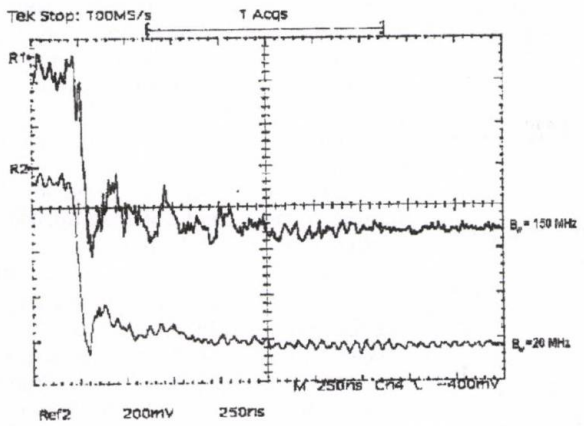



Fig. 6. Înregistrarea unui IFR (250kV amplitudine, 75 ns durata frontului) efectuată cu benzi de frecvenţă diferite la osciloscop.

## Concluzii

Soluţia de realizare a unui divizor capacitiv cu sondă de cîmp electric, braţul de înaltă tensiune fiind reprezentat de capacitatea formată între doi electrozi, de formă convenabil aleasă, plasaţi în aer, s-a dovedit corectă din punct de vedere tehnic şi economică pentru măsurarea unui impuls de tensiune cu front foarte rapid.

Sistemul de măsurare dezvoltat evaluează corect, atît din punctul de vedere al amplitudinii, cît şi al parametrilor temporali, un impuls de tensiune de trăsnet standardizat.

Totodată, sistemul măsoară, în limitele unor toleranţe acceptabile (± 5 %), amplitudinile unui impuls cu front foarte rapid, nestandardizat (0,1/50 μs), plin sau tăiat la timpi cel puţin egali cu timpul pînă la creastă; măsurarea duratei frontului este afectată de erori mai mari, de pînă la circa 15 % .

Perfecţionări, aflate în curs, urmează să îmbunătăţească comportarea dinamică a sistemului şi să reducă sensibilitatea sa la acţiunea cîmpurilor electromagnetice tranzitorii produse de funcţionarea generatorului de tensiuni de impuls cu front foarte rapid.

**BIBLIOGRAFIE**


[1] CIGRE -WG 33/13.09, *Monograph on GIS very fast transients*, CIGRE-Brochure 35, Jul. 1989.

[2] Chowdhuri, P., Mishra, A.K. ş.a. *The effect of nonstandard lightning voltage waveshapes on the impulse strength of short air gaps.* În: IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.9, No. 4, Oct. 1994.

[3] Femia, N., Lupo, G. ş.a. *Performances of high-voltage glass insulators subjected to fast transient overvoltages.* În: ETEP, Vol. 6, No. 2, March/April 1996.

[4] Vandermaar, A.J. ş.a. *The electrical breakdown characteristics of oil-paper insulation under steep front impulse voltages.* În: IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 9, No. 4, Oct. 1994.

[5] CEI 61211/1994, *Isolateurs en matière céramique ou en verre destines aux lignes aériennes de tension nominale supérieure a 1000 V- Essais de perforation.*

[6] CEI 61109/1992, *Isolateurs composites destinés aux lignes aériennes a courant alternative de tension nominale supérieure a 1000 V - Définitions, méthodes d'essai et critères d'acceptation.*

[7] IEC 61321-1/1994, *High-voltage testing techniques with very fast impulses - Part 1: Measuring systems for very fast front overvoltages generated in gas-insulated substation.*

[8] IEC 60060-1/1989, *High-voltage test techniques. Part 1: General definitions and test requirements.*

[9] Prinz, H. *Hochspannungsfelder*, R. Oldenburg Verlag, München-Wien, 1969.

[10] Costea, M. *Cercetări privind aspecte de extindere a coordonării izolaţiei luînd în considerare şi supratensiunile foarte rapide*, teză de doctorat, UPB, 1998.

[11] Zaengl, W. *Different types of divider - Determination of response time and ratio.* În: RGE, No. special, Mai 1978.


**Referent: dr. ing. Fănică Vatră – SIER**


**(Primit la 27 noiembrie 2000, acceptat la 9 ianuarie 2001)**

CNR – CME ne informează:

## La Buenos Aires – Argentina, în 21 – 25 octombrie 2001 va avea loc Al 18lea Congres al Consiliului Mondial al Energiei

(continuare din p. 147)

**Secţia a 2-a: Provocări ale pieţei regionale a energiei**

DS7: Asia / Pacific.
DS8: Orientul mijlociu.
DS9: Asia de Sud.
DS10/11: Europa Centrală şi de Est.
DS12: Europa de Vest.;
DS13: America latină şi Caraibe.
DS14: America de Nord.
DS15: Africa.

**Secţia a 3-a: Sunt suficiente mecanismele pieţei pentru alocarea resurselor energetice pe termen mediu şi lung ?**

- Propuneri pentru asigurarea eficienţei pieţei de energie.

DS16: Reglementări pentru energie într-un cadru parţial competitiv.

DS17: Utilizarea şi dezvoltarea comercială şi necomercială a energiei; factori externi economici şi de mediu.

DS18: Finanţarea proiectelor locale şi "mega" din domeniul energiei.

La acest capitol trebuie reţinut faptul că, la secţia a 2-a, două sesiuni de discuţii sunt destinate zonei noastre geografice.

CNR a beneficiat de o cotă de două rapoarte la acest Congres, cotă care, în urma diligenţelor făcute, a fostă mărită la trei. Referatele româneşti au ca autori principali pe:

- dl. Dan Gheorghiu – director general ISPE (DS1);
- dl. Ioan Lungu – preşedinte ANRE (DS16);
- dl. Jean Constantinescu – director general Transelectrica (DS10).

**b. Mese rotunde**

La Congres vor fi organizate şase mese rotunde, şi anume:

RT 1: Provocări ale pieţei mondiale a energiei – perspectivele energiei nucleare.

RT 2: Energia – dimensiunea etică.

RT 3: Provocări ale pieţei mondiale a energiei – aspecte socio–culturale şi de mediu ambiant pentru asigurarea sustenabilităţii pe termen lung.

RT 4: Pieţele energiei în tranziţie.

RT 5: Tehnologii în sectorul energiei pentru secolul XXI.

RT 6: Sustenabilitatea: trăim toţi într-o singură lume.

Printre chairmen şi vorbitori la aceste mese rotunde a fost nominalizat deja de organizatori domnul Emil Constantinescu, fost preşedinte al României. Au fost, de asemenea, nominalizate personalităţi ale energeticii mondiale ca Gerhard Ott, preşedintele comitetului membru din Germania, John Baker (Marea Britanie), preşedinte de onoare al CME, Ali Fehmy El Saiedi – ministrul Electricităţii şi Energiei din Egipt, Francois Roussely (Franţa) preşedinte EdF, Joako Yhemnotila (Finlanda) – CEO Fortum Oy etc.

**c. Comunicări speciale**

Personalităţi de marcă îşi vor expune punctele de vedere asupra principalelor probleme dezbătute la Congres în cadrul unor sesiuni de comunicări speciale (Keynotte Adresses).

Vor fi organizate patru astfel de sesiuni la care vor vorbi, printre alţii:

- Dan Jordan – preşedinte CME.
- Victor Kaluzni – ministrul adjunct al Afacerilor Externe din Federaţia Rusă.
- Andre Caille – preşedinte & CEO – Hydro Quebec Canada.
- Hiroji Ota – preşedintele federaţiei companiilor de electricitate din Japonia.
- Heinrich von Pierer – preşedinte & CEO Siemens AG Germania.
- Henri Phillipe Reichstul – preşedinte Petrobras (Brazilia).
- Francisco Gros – preşedinte Banca Naţională pentru Dezvoltare Economică şi Socială - Brazilia.
- Felipe B. Alfonso – preşedinte Manila Electric Co – Filipine.
- Peter Sutherland – preşedinte neexecutiv BP – Irlanda.
- Alfonso Cortina – preşedinte & CEO Repsol YPF – Spania.
- Thierry Desmarest – preşedinte & CEO Total Fona Elf - Franţa.

**d. Expoziţia tehnică şi comercială**

Conform tradiţiei, o mare expoziţie tehnică şi comercială va fi organizată cu ocazia Congresului. 182 expozanţi au confirmat încă de anul trecut prezenţa lor.

Organizatorii consideră că toate informaţiile şi inovaţiile tehnologice privind industria ţiţeiului, gazelor naturale, energiei electrice şi energiei termice vor fi disponibile între 21 – 25 octombrie 2001 la Centrul de Expoziţii.

**e. Vizite tehnice**

Organizarea şi desfăşurarea de vizite tehnice la mari obiective industriale din zonă (rafinăria La Plata REPSOL YF, Centrala Nuclearelectrică Atuche 1, Termocentrala Generlba sunt deja prevăzute).

**f. Alte evenimente**

Organizatorii sunt pregătiţi să organizeze sesiuni speciale pentru discutarea unor probleme noi şi importante care vor apărea pînă la desfăşurarea Congresului. Astfel de probleme ar putea fi:

- comerţul electronic în sectorul energiei;
- importanţa variaţiei preţurilor la energia primară pentru luarea deciziilor strategice pe termen lung etc.

Sesiunea de deschidere, cea de concluzii şi cea de închidere nu vor fi evenimente mondene, ci prilejuri de prezentare şi punere în discuţie a unor probleme grave cu care se confruntă sectorul energiei la început de mileniu.

Mai multe studii elaborate sub egida CME vor fi lansate cu această ocazie.

Un program special destinat studenţilor şi tinerilor specialişti se va desfăşura în paralel cu Congresul propriu-zis.

* * *

Congresul al 18lea al CME reprezintă, cu certitudine, evenimentul cel mai important la nivel mondial al lumii energiei.

Comitetul Naţional Român al Consiliului Mondial al Energiei este pregătit să furnizeze permanent informaţii în detaliu (inclusiv Programul preliminar şi formulare de înscriere). Cei interesaţi vor putea naviga pe internet, unde CNR – CME va avea o pagină web dedicată special Congersului al 18lea al CME.

Instituţiile şi persoanele interesate se pot adresa pentru informaţii suplimentare la:

CNR – CME
B-dul Energeticienilor 8, cod 79619, Bucureşti, sector 3.
Telefon: 01/321.69.66 int. 273 sau 258.
Mobil: 095/152601
Fax: 01.321.10.10
E-mail: icemenerg@icemenerg.vsat.ro
Pagina web pe internet:
www.icemenerg.vsat.ro/CNR-CME

Director executiv,
**dr. ing. Gheorghe Bălan**

Secretar general,
**dr. ing. Vasile Rugină**

**PAUL CARTIANU**
**1905 - 2001**

În ziua de 26 februarie 2001 s-a săvîrşit din viaţă cel ce era unanim considerat "patriarhul energeticii româneşti": Paul Cartianu. Denumirea de patriarh avea o conotaţie de venerare respectuoasă datorată veteranului. Ea venea însă în evidentă contradicţie cu vivacitatea juvenilă de care dădea dovadă Paul Cartianu în ultimii ani de viaţă. Era un izvor nesecat de informaţii, furnizate cu ajutorul unei memorii prodigioase, din experienţa de o viaţă în care fusese nu numai spectator, ci în mare măsură actor, la evenimente de factură tehnică, ştiinţifică, economică, politică, culturală ale societăţii româneşti din secolul XX. Cu tot handicapul reprezentat de suferinţele fizice pe care i le provoca orice deplasare din "citadela" sa de pe strada Tudor Ştefan, era doritor să nu lipsească de la evenimentele energetice ale societăţii civile inginereşti, pentru a împărtăşi auditorilor experienţa sa.

Născut la 17 februarie 1905, Paul Cartianu urmează liceul la Bacău. Pregătirea universitară şi-o formează între anii 1923-1928 la Şcoala Politehnică din Bucureşti, continuatoarea postbelică a Şcolii Naţionale de Poduri şi Şosele de veche tradiţie. Este coleg de promoţie cu Paul Dimo, cu care stabileşte strînse legături de prietenie. Celor doi studenţi le era sortită o evoluţie paralelă şi ca tineri ingineri, la Societatea Generală de Gaz şi Electricitate din Bucureşti, condusă de marele om de industrie Nicolae Caranfil. Acesta îi remarcă pe cei doi tineri absolvenţi şi se decide să îi atragă în GAZELECTRA. Paul Cartianu petrece 16 ani în această societate, bucurîndu-se de încrederea directorului general Caranfil, care şi-l facel cel mai apropiat colaborator personal. Paul Cartianu este introdus direct în lumea din înalta societate românească, achitîndu-se cu profesionalism şi o comportare etică ireproşabilă de misiunile încredinţate.

Concomitent, parcurge succesiv treptele ierarhiei administrative, ajungînd subdirector tehnic pentru sectorul de gaz al Societăţii, celălalt subdirector tehnic, pentru sectorul de electricitate, fiind Paul Dimo.

Una dintre primele acţiuni încredinţate tînărului inginer Paul Cartianu în SGGE este realizarea centralei hidroelectrice Dobreşti, în inima Bucegilor, sarcină de care se achită în mai puţin de doi ani (1928-1930), ceea ce reprezintă un record absolut chiar pînă în zilele noastre.

În ziua de 25 noiembrie 1944, Paul Cartianu este una dintre victimele operaţiei de decapitare a SGGE, constînd din "epurarea" a 10-15 intelectuali de frunte din conducerea societăţii, prilejuită de lipsa directorului general Nicolae Caranfil, ce plecase în Portugalia cu o misiune politică şi nu se mai înapoiase după actul de la 23 august.

Pentru Paul Cartianu a urmat o perioadă de 4 ani de privaţiuni morale şi materiale deosebite. Ieşirea sa din conul de umbră a survenit abia în 1948, cînd a luat fiinţă Centrala Industrială a Energiei Electrice, în care a fost chemat să-şi aducă contribuţia şi Paul Cartianu.

Un an mai tîrziu, Paul Cartianu este prezent în nucleul iniţial al Institutului de Studii şi Proiectări Energetice, în care a activat ca un membru marcant pînă la pensionare, în 1994. În calitatea sa de consilier tehnic a fost implicat activ la fundamentarea şi luarea unor decizii importante pentru electrificarea ţării noastre.

În paralel cu activitatea tehnică propriu-zisă, Paul Cartianu a desfăşurat şi o bogată activitate publicistică, fiind considerat istoriograful energeticii româneşti.

A coordonat elaborarea *Manualului inginerului electrician*, lucrare structurată în opt volume, apărute la Editura Tehnică, între anii 1953 – 1959.

Omul de cultură tehnică Paul Cartianu a fost preocupat de marile probleme ale omenirii. Astfel, chiar la vîrsta senectuţii, pledează pentru dezvoltarea energeticii nucleare, cu luarea măsurilor de securizare pentru evitarea dezastrelor ecologice de genul Cernobîl şi Three Miles Island. Publică în 1992 documentarul intitulat *"Preocupări actuale europene în energetica nucleară"*.

După 1990 a participat activ la dezbaterile privind reorganizarea şi restructurarea sectorului energetic din ţara noastră, beneficiind de suprapunerea unor cunoştinţe noi, moderne, obţinute printr-o documentare ambiţioasă, peste experienţa trăită în economia de piaţă a României interbelice.

La împlinirea vîrstei de 90 ani, Paul Cartianu a fost omagiat într-o manifestare organizată de principalele organizaţii ale societăţii româneşti, la care au participat numeroşi exponenţi, mai tineri şi mai puţin tineri, ai admiratorilor lui Paul Cartianu.

Revista "Energetica" şi Asociaţia Ştiinţifică şi Tehnică a Energeticienilor din România – ASTER, de la înfiinţarea sa, au beneficiat de contribuţia activă a lui Paul Cartianu, atît prin prezenţa sa ca membru fondator al Asociaţiei, ca membru în Colegiul de redacţie al revistei, dar şi ca autor în paginile revistei.

Trecerea în eternitate a lui Paul Cartianu, deşi inevitabilă, reprezintă o grea pierdere.

Exprimăm doamnei Gina Cartianu, care a stat o viaţă întreagă alături de Paul, la bine şi la rău, condoleanţe şi un gînd pios.

**Călin MIHĂILEANU**

Membrii Asociaţiei Ştiinţifice şi Tehnice a Energeticienilor din România şi Colegiul de redacţie al revistei Energetica sunt alături de familia lui Paul Cartianu în greaua încercare prin care trece.

Lipsa lui este resimţită foarte acut în grupele de lucru ale Colegiului, care pînă acum beneficiau de vasta sa erudiţie în specialitatea noastră.

Preşedinte,
**Eugeniu PAVEL**

## SOMAIRE


**Ion Conecini, Mircea Dan Reghiş, Alexandru Săndulescu**: Table Ronde "Techniques et processus sur le marché en cours de libéralisation de l'électricité. Stratégies à moyen terme des companies et sociétés du secteur de l'énergie électrique et thermique" - présentation 103

**Ion Lungu, Alexandru Săndulescu, Lucine Caracaşian:** Le cadre de réglementation - un instrument stratégique pour encourager la compétition dans la production de l'électricité 104

**Luminiţa Lupului, Mirela Săndulescu, Bogdan Popescu Vifor, Victor Ionescu:** L'opérateur du marché de l'énergie et le marché de l'énergie 109

**Constantin Radu:** Transelectrica dans le domaine du développement, la réhabilitation et l'exploitation du réseau électrique de transport 113

**Ion Ungureanu:** La situation actuelle de la société Transelectrica S.A. et les options stratégiques pour la période 2001-2004 et 2005-2010 117

**Eugeniu Ion:** La stratégie à moyen terme de la société Hidroelectrica S.A. 128

**Ioan Rotaru, Iosif C. Bilegan:** Perspectives du développement de l'énergie nucléaire en Roumanie dans le contexte de la formation du marché concurrentiel de l'électricité 136

**Tudor Şerban, Gheorghe Indre, Ştefan Gheorghe:** Réalité et perspective pour les activités de distribution et de fourniture de l'électricité dans les conditions de la Roumanie 141

**Marian Costea:** Système de mesure des tensions d'impulsion à front très raide 148

**DE PERSONIS** 108, 116, 155

**POINTS DE VUE** 126,127

**Du Comité National Romain – Conférence Mondiale de l'Energie** 147


## CONTENTS


**Ion Conecini, Mircea Dan Reghiş, Alexandru Săndulescu**: Techniques and processes of the electricity market under liberalization. Medium term strategies of the companies in the electricity and heat sector

**Ion Lungu, Alexandru Săndulescu, Lucine Caracaşian:** The regulatory framework-strategic instrument to encourage competition in electricity generation

**Luminiţa Lupului, Mirela Săndulescu, Bogdan Popescu Vifor, Victor Ionescu:** Energy market operator and the electricity market

**Constantin Radu:** The strategy of the "Transelectrica" National Company in the field of development rehabilitation and operation of the electricity transmission network

**Ion Ungureanu:** S.C. Termoelectrica S.A. situation at present and strategic options over the 2001-2004 and 2005-2010 periods of time

**Eugeniu Ion:** Medium term strategy of Hidroelectrica S.A. company

**Ioan Rotaru, Iosif C. Bilegan:** Prospects of nuclear energy development in Romania within the electricity competitive market development

**Tudor Şerban, Gheorghe Indre, Ştefan Gheorghe:** Actual situation and prospects of the distribution and supply activities under the conditions existing in Romania

**Marian Costea:** System for the impulse voltages with a very quick from measuriement

**DE PERSONIS**

**POINTS OF VIEW**

**From the Romanian National Committee of WEC**


## INHALT


**Ion Conecini, Mircea Dan Reghi;, Alexandru Săndulescu**: Gespräch am runden Tisch : Prozesse und Technicken auf dem im Laufe der Liberalisierung befindlichen Elektroenergiemarkt .Mittelfristige Strategien der im Elektroenergie-und Wärmebereich tätigen Gesellschaften . Vorstellung 103

**Ion Lungu, Alexandru Săndulescu, Lucine Caracaşian:** Der Reglementierungsrahmen - ein strategisches Instrument zur Förderung des Wettbewerbs bei der Elektroenergieerzeugung 104

**Luminiţa Lupului, Mirela Săndulescu, Bogdan Popescu Vifor, Victor Ionescu:** Der Operator des Energiemarktes und der Elektroenergiemarkt 109

**Constantin Radu:** Die Strategie der Nationalen Gesellschaft Transelectrica im Bereich der Entwicklung, der Rehabilitierung und des Betriebes des elektrischen Übertragungsnetzes 113

**Ion Ungureanu:** Die aktuelle Lage der S.C.Termoelectrica S.A. und strategische Optionen im Zeitraum 2001 - 2004 und 2005 - 2010 117

**Eugeniu Ion:** Die mittelfristige Strategie der S.C.Hidroelectrica S.A. 128

**Ioan Rotaru, Iosif C. Bilegan:** Die Perspektiven der Entwicklung der Kernenergiewirtschaft Rumäniens unter den Bedingungen der Herausbildung des Konkurenzmarktes im Bereich der Elektroenergie 136

**Tudor Şerban, Gheorghe Indre, Ştefan Gheorghe:** Realitäten und Perspektiven der Lieferung und Verteilung der Elektroenergie unter den Bedingungen Rumäniens 141

**Marian Costea:** Meßsystem für Schnellfront-Impulsspannungen 148

**DE PERSONIS** 108, 116, 155

**STANDPUNKTE** 126,127

**Von den Nationalkomitee Rumänisken - WEC** 147


## СОДЕРЖАНИЕ


Ион Конечини, Дан Региш, Алксандру Сэндулеску: Беседа за круглым столом "Приемы и процессы на либерализируемом рынке электроэнергии. Среднесрочные стратегии обществ, работающих в области электрической и тепловой энергии. Представление 103

Ион Лунгу, Алксандру Сэндулеску, Лусине Каракашиан: Ромки регламентации - стртегическое средство поощрения конкуренции при производстве электроэнергии 104

Луминица Лупулуй, Мирела Сэндулеску, Богдан Попеску Вифор, Виктор Ионеску: Оператор рынка энергии и производство электроэнергии 109

Константин Раду: Стратегия Национального Общества "Transelectrica" в области развития, реабилитации и эксплуатации сети элетропередачи 113

Иоан Унгуреану: Актуальное положение S.C. Termoelectrica S.A. и стратегические решения на период 2001-2004 и 2005-2010 117

Еудженю Ион: Среднесрочьная стратегия S.C. Hidroelectrica S.A. 128

Иоан Ротару, Иосиф К. Билеган: Перспективы развития ядерной энергетики Румынии в условиях образования соевновательного рынка электроэнергии 136

Тудор Шербан, Георге Индре, Штефан Георге: Деиствительность и перспективы в области поставли и расиределения элекроэнергии в условиях Румынии 141

Мариан Костеа: Система измерения импулсов напряжения с быстротекущим фронтом 148

DE PERSONIS 108, 116, 155

Точьки зрения 126, 127



BUDAPESTI MŰSZAKI ÉS GAZDASÁGTUDOMÁNYI EGYETEM Országos Műszaki Információs Központ és Könyvtár 2001

Comitetul Național Român al CIGRE ne informează:

## CIGRE BLACK SEA EL-NET REGIONAL MEETING

The CIGRE-Romanian National Committee together with the CIGRE-Greek National Committee and the CIGRE-Yugoslavian National Committee will organize the CIGRE Regional Meeting on **"Large Regional Networks within the Black Sea Region and the European Interconnection in the Third Millennium " Black Sea EL-NET 2001.**

The meeting will focus the technical aspects of CIGRE Study Committees: 36 (Power System Compatibility), 37 (Power Systems Planning and Development), 39 (Power Systems Operation and Control), 38 (Power Systems Analysis and Techniques), 33 (Power System Insulation Coordination), 34(Power Systems Protection and Local Control), 35 (Power Systems Communications and Telecontrol), 14 (DC Links and Power Electronic Equipment), 21 (HV Insulated Cables), 22 (Overhead Lines), 23 (Substations).

The CIGRE Regional Meeting is open to members and non-members of CIGRE. Special emphasis will also be laid on the IRP, DSM, LCD and on the Black Sea Basin countries, as well as their interconnection with UCTE, consequences on planning and operation of power systems (Generation, Transmission and Distribution), with various institutional arrangements, with increasing apparition of distributed generation and medium influence of the large networks. DSM can be considered - in IRP procedure - as a partial alternative to new generation and transmission facilities with the final aim to obtain a least cost solution. The meeting will show the impact of these issues on power system planning and operation and on IRP applicability, trying to identify new strategies and business opportunities for European integration. Consideration will also be given to the possible new market of providing ancillary services (reserve, frequency and voltage control, etc) in connection with DSM and Distributed Generation applications.

## CIGRE BLACK SEA EL-NET REGIONAL MEETING ORGANIZERS

Transelectrica S.A.

INTERNATIONAL COUNCIL ON LARGE HIGH VOLTAGE ELECTRIC SYSTEM ROMANIAN NATIONAL COMMITTEE

ELECTRICA S.A.

NATIONAL POWER GRID COMPANY

ELECTRICITY DISTRIBUTION & SUPPLY COMPANY

**In co-operation with**

CIGRE-GREEK NATIONAL COMMITTEE

CIGRE-YUGOSLAVIAN NATIONAL COMMITTEE

**CIGRE Regional Meeting Secretariat**
**33. Gheorghe Magheru Blvd, Bucharest, Romania**
**Phone/Fax:+401 659.52.34**

ICPET SA
SOCIETATEA COMERCIALA
TRADING COMPANY
J/40/14973/1991

# ICPET S.A.

ACREDITAT ISCIR ROMÂNIA

SR AC Certificat Nr. 40/1 ISO 9001

CNCA Aut. A Nr. 99-0

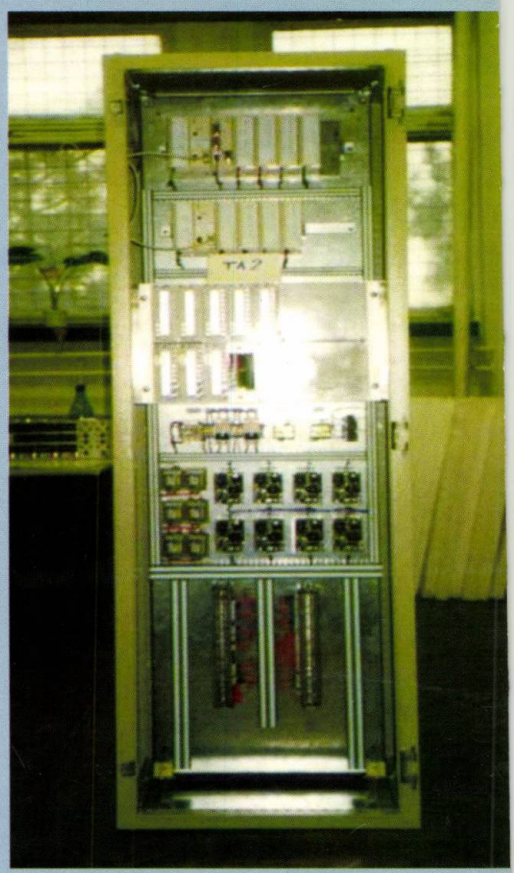
**INGINERIE, CERCETARE, PROIECTARE ECHIPAMENTE TERMOENERGETICE**

**BUCUREŞTI, Şos. Berceni nr.104**, Sect.4, Cod 75632 POBox 8-13. Tel. no.(401) 330 67 97; (401)499.00.61*; Fax (401)499.09.18

**ENGINEERING, RESEARCH, DESIGNING FOR THERMOPOWER EQUIPMENT**

## OFERTA DE SERVICII ŞI DOMENII DE COMPETENŢĂ

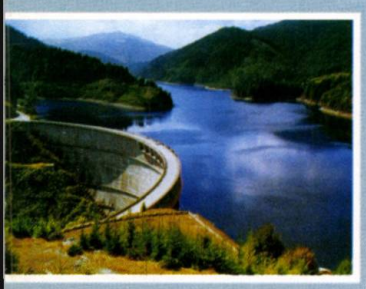
- consultanţă, engineering, furnizor general pentru obiective termoenergetice şi instalaţii de depoluare şi protecţia mediului;
- cercetări în domeniul echipamentelor termoenergetice;
- optimizări energetice pentru folosirea raţională a resurselor energetice;
- proiecte pentru echipamente energetice noi, pentru modernizări şi retehnologizări:
  - cazane energetice şi industriale inclusiv auxiliare;
  - cazane de apă fierbinte;
  - cazane speciale şi recuperatoare;
  - centrale termice de încălzire, centrale termice industriale şi centrale termice transportabile;
  - turboagregate pentru producerea de energie electrică şi termică;
  - turbine cu abur pentru antrenare pompe, ventilatoare, suflante etc.;
  - compresoare pentru aer, gaz, hidrogen, hidrogen sulfurat; ventilatoare; suflante;
  - generatoare electrice inclusiv instalaţiile auxiliare;
  - instalaţiile din sala de maşini;
  - echipamente specifice sălii de maşini (condensatoare, preîncălzitoare, rezervoare etc.);
  - motoare electrice de mare putere;
  - sisteme de automatizare pentru turbine şi cazane;
- ingineria calităţii şi inginerie tehnologică expertizări cazane.
- cercetări şi proiecte echipamente pentru depoluare şi protecţia mediului:
  - instalaţii de tratare a apei;
  - electrofiltre;
- execută în atelierele proprii:
  - regulatoare electrohidraulice pentru turbine;
  - cazane mici şi arzătoare;
  - compensatoare de dilatare pentru temperaturi ridicate;
  - filtre de ulei pentru turbine;
  - turboagregate de mică putere;
  - supraveghetoare de flacără şi automate de ardere;
  - instalaţii de excitaţie brush-less;
- execută cu societăţi asociate autorizate de ISCIR şi atestate de TERMOELECTRICA:
  - furnituri complete de cazane de orice tip şi centrale la cheie;
  - expertizări privind starea echipamentelor şi durata restantă de viaţă;
  - reparaţii de orice tip la echipamente energetice;
  - consultanţă pentru achiziţionări de echipamente din import;
  - bilanţuri termice de optimizări consumuri.



Aprilie 2001

E.2039 FF
8 000001 259737

# Energetica



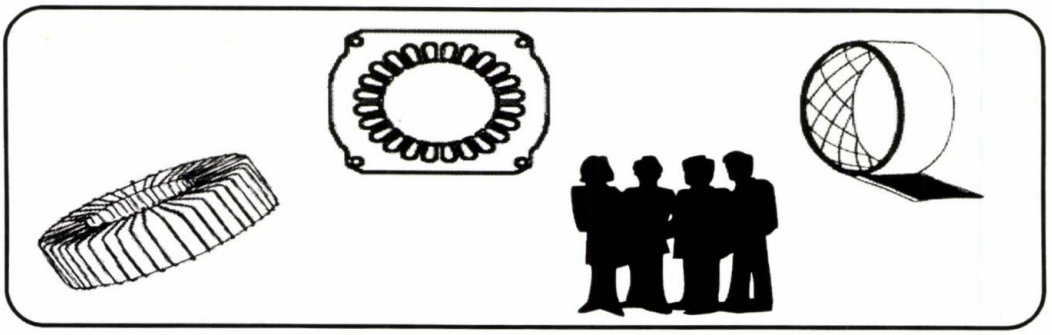
**Număr special**

## S-a trecut la programarea sistemului energetic național pe baze economice, dar fundamentarea contractelor rămîne problema cheie

- contracte de portofoliu
- servicii de sistem
- piața angro de energie electrică
- programare și dispecerizare în sistemul energetic
- planificarea producției de energie electrică
- măsurarea energiei electrice

**ASTER**
Asociația Științifică și Tehnică a Energeticienilor din România

# EXHIBITION



# CONFERENCE

## Coil Winding, Insulation & Electrical Manufacturing 2001

**June 26 - 27 - 28**
**Messe Berlin, Germany**

**FREE**
**Admission Ticket**
**Register Today**

Tel: +44 (0) 1202 380661 Fax: +44 (0) 1202 736018
e-mail: coilwind@bournemouth-net.co.uk
www.coilwindingexpo.com

# CWIEME 2001

Send for 'free' copy of Coil Winding & Insulation Buyer's Guide

# ENERGETICA e®

REVISTA DE SPECIALITATE A ENERGETICIENILOR DIN ROMÂNIA

ISSN: 1220 - 5133

ANUL 49 | Nr. 4 | APRILIE 2001


BUDAPESTI MŰSZAKI ÉS GAZDASÁGTUDOMÁNYI EGYETEM Műszaki Információs Központ és Könyvtár 2001


Revista ENERGETICA a fost înfiinţat' în anul 1953, continuînd tradiţia vechilor publicaţii inginereşti care au avut preocupări în domeniul energiei ca, de exemplu:

- Diaru pentru vulgarizarea Ştiinţelor naturale şi fizice (1870 - 1882);
- Buletinul Societăţii Politehnice (1887 - 1944);
- Buletinul Asociaţiei Generale a Inginerilor din România – AGIR (1919 - 1946);
- ENERGIA, editată de ing. Dumitru Leonida (1921);
- Buletinul Asociaţiei Producătorilor şi Distribuitorilor de Energie Electrică - APDE (1932 - 1944);
- Buletinul Institutului Român de Energie - IRE (1933 - 1944)

Începînd cu data de 01.08.1999 revista Energetica este editată de Asociaţia Ştiinţifică şi Tehnică a Energeticienilor din România "ENERGETICA", înfiinţată ca organizaţie profesională, neguvernamentală, nonprofit.

Organul suprem de conducere al Asociaţiei este Adunarea Generală, care a delegat pentru administrare un Consiliu Director compus din: Engeniu PAVEL – preşedinte, Jean CONSTANTINESCU- vicepreşedinte, Ion CONECINI – secretar general, Vasile RUGINĂ – trezorier, Virgil MUŞATESCU, Dumitru Cezar IONESCU, Nicolae NICULESCU, Stelian OPRESCU, Dan GHEORGHIU – membri.

În cadrul Asociaţiei funcţionează Colegiul revistei Energetica, împuternicit de Consiliul Director prin Hotărîrea nr. 1/01.01.2001, care coordonează activitatea ştiinţifică şi de editare a revistei şi a publicaţiilor satelite.

**COLEGIUL REVISTEI ENERGETICA**

**Preşedinte:** dr. ing. Eugeniu PAVEL

**Membri:** ing. Hermina ALBERT; prof. dr. ing. Florin ALEXE; prof. dr. ing. Victor ATHANASOVICI; prof. dr. ing. Adrian BADEA; prof. dr. ing. Cornel BIANCHI; dr. ing. Iosif Constantin BILEGAN; ing. Mircea CÂRDU; prof. dr. ing. Mircea CHINDRIŞ; dr. ing. Ion CONECINI; dr. ing. Jean CONSTANTINESCU; prof. dr. ing. Dorin CRISTESCU; prof. dr. ing. Nicolae DĂNILĂ; prof. dr. ing. Mircea EREMIA; dr. ing. Ioan GANEA; ing. Dan GHEORGHIU; dr. ing. Miron Laurenţiu GOIA; prof. dr. ing. Nicolae GOLOVANOV; prof. dr. ing. Basarab Dan GUZUN; prof. dr. ing. Sorin HURDUBEŢIU; prof. dr. ing. Dumitru Cezar IONESCU; prof. dr. ing. Dumitru IVAS; dr. ing. Lucian LEFTER; dr. ing. Gheorghe LUCA; dr. ing. Ion LUNGU, prof. dr. ing. Virgil MAIER; prof. dr. ing. Magdalena MATEI; dr. ing. Andrei Călin MIHĂILEANU; ing. Cornel MOŢIU; conf. dr. ing. Virgil MUŞATESCU; prof. dr. ing. Constantin NEAGA; prof. dr. ing. Mircea NEMEŞ; ing. Nicolae NICULESCU; prof. dr. ing. Valeriu NISTREANU; ing. Radu OPINCARU; ing. Stelian OPRESCU; ing. Cornel PÂSLARU; prof. dr. ing. Alexandru POEATĂ; dr. ing. Marius POMÂRLEANU; prof. dr. ing. Florin POP; dr. ing. Teodor POPA, dr. ing. Badea POPA; dr. ing. Anca POPESCU; ing. Miron POPESCU; prof. dr. ing. Petre POSTOLACHE; prof. dr. ing. Ilie PRISECARU; ing. Constantin RADU; ing. Radu REGMAN; dr. ing. Gabriel ROMAŞCU; ing. Anton ROŞU; ing. Costin Liviu RUCĂREANU; dr. ing. Vasile RUGINĂ; ing. Norica SĂNDULESCU; ing. Alexandru SĂNDULESCU; ing. Emilian SIMIAN; ing. Mihaela STIOPOL; ing. Cristian ŢÂNŢĂREANU; ing. Ovidiu ŢUŢUIANU; ing. Anton VLĂDESCU; ing. Gheorghe VOICU

Conducerea tehnico-ştiinţifică a revistei Energetica se asigură de către Biroul de redacţie pe baza Regulamentului de funcţionare al revistei Energetica.

**BIROUL DE REDACŢIE*:** dr. ing. Eugeniu PAVEL – preşedinte; ing. Anton ROŞU - redactor-şef; prof. dr. ing. Dumitru Cezar IONESCU – redactor-şef adjunct; prof. dr. ing. Nicolae GOLOVANOV– redactor-şef adjunct; ing. Norica SĂNDULESCU – secretar de redacţie; dr. ing. Ion CONECINI; dr. ing. Ioan GANEA; dr. ing. Lucian LEFTER; conf. dr. ing. Virgil MUŞATESCU; ing. Nicolae NICULESCU; ing. Radu OPINCARU; dr. ing. Anca POPESCU; dr. ing. Ion LUNGU

* Componenţa aprobată prin hotărîrea Consiliului Director din 31.08.2000

**Redactor:** Ana Maria CHIVU
tel/fax.: 3220692; tel. 3216966/213


©Toate drepturile asupra acestei publicaţii sunt rezervate Asociaţiei ştiinţifice şi Tehnice a Energeticienilor din România "ENERGETICA". Orice reproducere, integrală sau parţială, prin indiferent ce mijloace, a materialelor apărute în paginile publicaţiei se poate face numai cu aprobarea Asociaţiei. Sunt autorizate numai citările incluse în lucrări ştiinţifice sau în alte volume, cu precizarea sursei. Opiniile exprimate în articolele publicate în revistă aparţin autorilor.

## CUPRINS

*"S-a trecut la programarea sistemului energetic naţional pe baze economice, dar fundamentarea contractelor rămîne problema cheie"*


Jean CONSTANTINESCU: **Semnificaţia serviciilor de sistem pe piaţa energiei electrice** 159

Anton VLĂDESCU, Floarea BREAZU, Otilia MARIN, Oltiţa VELCESCU, Gheorghe VÂLCEREANU: **Fundamentarea contractelor de portofoliu de vînzare/cumpărare a energiei electrice între producători şi furnizori – puncte tari, puncte slabe** 160

Octavian LOHAN, Alexandru IONESCU: **Piaţa serviciilor de sistem – o nouă provocare pentru producătorii de energie electrică** 164

Sorin PĂTRĂŞCOIU, Daniela SCRIPCARIU, Cristina POPESCU, Marius HĂRŞAN: **Servicii de sistem şi/sau servicii auxiliare? Reglementări în România şi experienţa internaţională** 167


*«Tehnici şi procese pe piaţa în curs de liberalizare a energiei electrice»*


Hermina ALBERT, Fănică VATRĂ, Anca MIHĂILESCU, Ana POIDA: **Strategia măsurării puterii şi energiei electrice în sistemul energetic naţional** 173

Oana FLOREA: **Strategii pentru măsurarea cantităţilor de energie tranzacţionate pe piaţa angro de energie electrică** 176

Paul GHEORGHIESCU, Mihai STOICAN, Mihaela DRAGOMIR, Aurel MANDRICAN: **Metoda de planificare a producţiei de energie a centralelor hidroelectrice** 179

Ion CONECINI, Anca VASILESCU: **Strategia informaţiei pentru Operatorul Pieţei de Energie în era cunoaşterii** 184

Cornel ALDEA: **Program de simulare "PROM" a programării şi dispecerizării unui sistem electroenergetic** 188

**RECENZIE** 166

**DIN ENERGETICA MONDIALĂ** 187

Supliment **RELANSIN** * Proiecte CDI în energie:

Elisabeta PĂSCULETE, Anton ANTONESCU, Cornelia COMŞA, Nicolae ANTONESCU, Nicolae N. ANTONESCU, Paul STĂNESCU: **Creşterea eficienţei energetice concomitent cu reducerea poluării cu oxizi de sulf cu ajutorul unui echipament unitar la cazanele energetice şi industriale fără preîncălzitor de aer**

Lelian CIOROIANU, Gabriela CIOROIANU, Gabriela DAMIAN: **Soluţie ignifugă termospumantă APSA - C3 pentru cabluri electrice**

## SOMAIRE


*"La programmation du système national d'énergie est réalisée maintenant sur des bases économiques, mais le fondement des contrats reste un problème clé"*

**Jean Constantinescu:** La signification des services de système sur le marché de l'électricé 159

**Anton Vlădescu, Floarea Breazu, Otilia Marin, Oltiţa Velcescu, Gheorghe Vâlcereanu :** Le fondement des contrats de portefeuille connaît des points forts et des points faibles 160

**Octavian Lohan, Alexandru Ionescu**: Le marché des services pour le système constitue une nouvelle provocation pour les producteurs d'électricité 164

**Sorin Pătrăşcoiu, Daniela Scripcariu, Cristina Popescu, Marius Hărşan** : Services du système et/ou services auxiliaires? Les réglementations en Roumanie face à l'expérience internationale 167

*Techniques et processus sur le marché de l'électricité en cours de libéralisation*

**Hermina Albert, Fănică Vatră, Anca Mihăilescu, Ana Poida:** La stratégie de la mesure de la puissance, à savoir de l'électricité, dans le système national d'énergie 173

**Oana Florea:** Les stratégies pour mesurer les quantités d'énergie qui font l'objet des transactions sur le marché en-gros d'électricite 176

**Paul Gheorghiescu, Mihai Stoican, Mihaela Dragomir, Aurel Mandrican**: La méthode du planning de la production d'électricité des centrales hydrauliques 179

**Ion Conecini, Anca Vasilescu** : La stratégie de l'information pour l'agent qui opère sur le marché de l'énergie dans l'ère du savoir 184

**Cornel Aldea** : Le logiciel de simulation PROM destiné à assurer la programmation et le dispatching d'un système électrique 188

**COMPTE-RENDUE** 166

**DE L' ÉNERGÉTIQUE MONDIALE** 187

**ENERGETICA supplément**


## CONTENTS


*"We have passed to the planning of the NPS on economic bases, but the contract substantiation is still a key issue"*

**Jean Constantinescu**: Significance of the system services on the electricity market 159

**Anton Vlădescu, Floarea Breazu, Otilia Marin, Oltiţa Velcescu, Gheorghe Vâlcereanu :** Substantiation of the portfolio contracts-strengths and weaknesses 160

**Octavian Lohan, Alexandru Ionescu**: System services market – a challenge to all electricity generators 164

**Sorin Pătrăşcoiu, Daniela Scripcariu, Cristina Popescu, Marius Hărşan**: System and/or auxiliary services? Romanian regulations and international experience 167

*Techniques and Processes of the Liberalizing Electricity Market*

**Hermina Albert, Fănică Vatră, Anca Mihăilescu, Ana Poida:** Power and electricity measuring strategy within NPS 173

**Oana Florea:** Strategies for measuring the energy amounts traded on the electricity wholesale market 176

**Paul Gheorghiescu, Mihai Stoican, Mihaela Dragomir, Aurel Mandrican**: Method for planning electricity generated by hydroelectric power plants 179

**Ion Conecini, Anca Vasilescu** : Information strategy for the Electricity Market Operator in the era of information 184

**Cornel Aldea** : Simulation program for an electricity and power system programming and dispatching - PROM 188

**REVIEW** 166

**ENERGY WORLDWIDE** 187

**Supplement**


## INHALT


*"Man ist zur Programmierung auf wirtschaftlichen Grundlagen des Nationalen Energieverbundsystems übergegangen, aber die Vertragsbegründung bleibt das Schlüsselproblem"*

**Jean Constantinescu** : Der Sinn der Systemdienstleistungen auf dem Elektroenergiemarkt 159

**Anton Vlădescu, Floarea Breazu, Otilia Marin, Oltiţa Velcescu, Gheorghe Vâlcereanu :** Die Vertragsbegründung - starke und schwache Stellen 160

**Octavian Lohan, Alexandru Ionescu**: Der Systermdienstleistungsmarkt - eine neue Herausforderung für die Elektroenergieerzeuger 164

**Sorin Pătrăşcoiu, Daniela Scripcariu, Cristina Popescu, Marius Hărşan** : Systemdienstleistungen und/oder Hilfsdienstleistungen ? Regelungen in Rumänien und die internationale Erfahrung 167

*Markttechniken und - prozesse auf dem im laufe der liberalisierung begriffenen elektroenergiemarkt*

**Hermina Albert, Fănică Vatră, Anca Mihăilescu, Ana Poida:** Die Strategie der Leistungs- bzw. Elektroenergiemessung innerhalb des NVS 173

**Oana Florea:** Strategien zur Messung der im Großhandel der Elektroenergie verhandelten Energiemengen 176

**Paul Gheorghiescu, Mihai Stoican, Mihaela Dragomir, Aurel Mandrican**: Eine Plannungsmethode für die Elektroenergie-produktion in Wasserkraftwerken 179

**Ion Conecini, Anca Vasilescu** : Die Strategie der Information für den Energiemarktoperator im Zeitalter der Erkenntnis 184

**Cornel Aldea** : Simulierungsprogramm zum Programmieren und Dispatching eines Elektroenergie-Verbundsystems - PROM 188

**REZENSION** 166

**DIE ENERGIEWIRTSCHAFT WELTWEIT** 187

**ENERGETICA Zusatzheft**


## СОДЕРЖАНИЕ


*Перешли к программированию Национальной Энеросистемы на экономических началах, но обоснование контрактов остается ключевым вопросом"*

*Джеан Константинеску:* Смысл системных услуг на рынке электроэнергии 159

*Антон Влэдеску, Флоареа Бреазу, Отилия Марин, Олтица Велческу, Георге Вылчереану:* Обоснование долгосрочных контрактов - сильные и слабые стороны 160

*Октавиан Лохан, Александру Ионеску:* Рынок системных услуг - новый вызов для производителей электроэнергии 164

*Сорин Пэтрэшкою, Даниела Скрипкариу, Кристина Попеску, Мариус Хэршан:* Системные услуги и/или вспомогательные услуги? Реглемантации в Румынии и международный опыт 167

*Рыночные процессы и приемы на либерализирующемся рынке электроэнергии*

*Хермина Алберт, Фэникэ Ватрэ, Анка Михэйлеску, Ана Пойда:* Стратегиа измерения мощности и соответственно электроэнергии в НЭС 173

*Оана Флореа:* Стратегии измерения количества электроэнергии продаваемом на оптовом рынке электроэнергии 176

*Паул Георгиеску, Минай Стойкан, Минаела Драгомир, Аурел Мандрикан:* Метод планирования производства электроэнергии на ГЭС 179

*Ион Конечини, Анка Василеску:* Стратегия информации для оператора на рынке электроэнергии в эпоху познания 184

*Корнел Алдеа:* Программа симулирования и диспетчеризации электроэнергетической системы - **PROM** 166

РЕЦЕНЗИЯ 184

ИЗ МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ 187

ЭНЕРГЕТИКА суплемент



BUDAPESTI MŰSZAKI ÉS GAZDASÁGTUDOMÁNYI EGYETEM Országos Műszaki Információs Központ és Könyvtár 2001



Redacţia şi administraţia : B-dul Energeticienilor, nr. 8, sector 3, 74568, Bucureşti,

tel./fax : 322 06 92; tel: 321 69 66/213

e-mail: energetica@icemenerg.vsat.ro, domni@icemenerg.vsat.ro

web: www.icemenerg. vsat.ro/energetica

Procesare computerizată şi tipărire la S.C. ICEMENERG S.A. (Domnica Câmpeanu)

Coperta tipărită la Tipografia RAPIDOCOLOR, Bucureşti

# Semnificaţia serviciilor de sistem pe piaţa energiei electrice

**Jean CONSTANTINESCU**

*Serviciile de sistem (SS) sunt menite să asigure: (I) funcţionarea în siguranţă a sistemului electroenergetic-SEE, (II) funcţionarea eficientă a pieţei energiei electrice, adică cu preţuri reduse, (III) menţinerea în permanenţă a parametrilor normaţi ai energiei la toţi participanţii la piaţă şi (IV) restaurarea SEE după avarii.*

*Aşa cum se poate observa din funcţia multiplă pe care o îndeplinesc, SS sunt de primă importanţă pentru tehnologia alimentării cu energie electrică. Cu toate acestea, în terminologia engleză ele au fost introduse ca "ancillary services", deci cu o semnificaţie mai degrabă depreciativă.*

*De regulă, SS se realizează cu ajutorul unei infrastructuri tehnice: grupuri energetice, mijloace specifice de reglare frecvenţă-putere sau tensiune-putere reactivă, sisteme de protecţie împotriva defectelor, EMS/SCADA şi alte sisteme informatice de proces sau de gestiune.*

*Construcţia şi exploatarea acestei infrastructuri implică costuri care trebuie acoperite cu venituri. România face parte dintre primele ţări europene în care SS au fost recunoscute prin reglementări şi remunerate.*

*În mod convenţional, SS care exprimă o producţie de energie sau capacitate de producţie pusă la dispoziţie, au fost denumite* servicii de sistem "tehnologice" *(SS-T).*

*SS-T sunt destinate să asigure următoarea funcţie:*

*1 - compensarea pierderilor în RET ;*

*2 - compensarea variaţiei de sarcină în sistemul electroenergetic naţional – SEN (reglarea frecvenţei şi puterii de schimb);*

*3 - compensarea diferenţelor de la programul de funcţionare a SEN (menţinerea de capacităţi de rezervă, de putere activă);*

*4 - reglarea tensiunilor în RET;*

*5 - restaurarea funcţionării SEN.*

*SS-T se măsoară, după caz, prin unităţi de măsurare de energie sau de putere: MWh, MVar(h), hMW, MW.*

*SS-T se pot achiziţiona pe o piaţă de natură concurenţială, administrată de către operatorul de sistem – OTS.*

*Pe de altă parte, reglementările identifică servicii de sistem care exprimă activitatea curentă a OTS, pe care le-au denumit, de asemenea convenţional,* servicii de sistem "funcţionale" *(SS-F).*

*SS-F au o natură de monopol natural şi sunt destinate să asigure următoarea funcţie:*

*1 - dispecerizarea: comanda/programarea operativă; planificarea operaţională a SEN;*

*2 - asigurarea protecţiei prin relee în situaţii de defect;*

*3 - programarea lucrărilor în SEN;*

*4 - managementul congestiilor în RET.*

*Prin managementul congestiilor în RET, OTS recompensează pe acei producători cărora li se impun restricţii de producţie la unităţile eficiente, din considerente de funcţionare a RET, fiind astfel nevoiţi să acopere diferenţele impuse de contracte cu producţii mai scumpe.*

*SS-F pot include însuşi serviciul de administrare a pieţei SS-T, respectiv: acreditarea furnizorilor de servicii; stabilirea necesarului de SS-T pe bază de analize tehnice de sistem; selecţia ofertelor; programarea şi dispecerizarea SS-T.*

# Fundamentarea contractelor de portofoliu de vînzare/cumpărare a energiei electrice între producători şi furnizori - puncte tari, puncte slabe

ing. Anton VLĂDESCU, ing. Floarea BREAZU, ing. Otilia MARIN, ing. Oltiţa VELCESCU, mat. Gheorghe VÂLCEREANU*

*Realizarea pieţei concurenţiale pentru electricitate a început în cursul anului 2000 prin reglementarea de către Autoritatea Naţională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE) a relaţiilor comerciale dintre producători şi furnizorii de energie electrică şi semnarea primelor contracte de vînzare/cumpărare a energiei electrice între aceştia.*

*În articol sunt prezentate componentele actuale ale pieţei angro de energie electrică, caracteristicile contractelor de portofoliu de vînzare/cumpărare a energiei electrice pe piaţa reglementată, care constituie principala formă de comercializare a energiei electrice în etapa actuală, metodologia utilizată pentru fundamentarea contractelor, realizările, dar şi obstacolele cu care se mai confruntă încă participanţii la piaţa concurenţială a energiei electrice.*

*The establishment of an electricity market based on competition was initiated in the year 2000 through the Romanian Electricity and Heat Regulatory Agency regulations of trade relationships between the electricity generators and suppliers and signing of the first sales/purchase contracts between the above mentioned.*

*The paper presents the components of the electricity wholesale market, the characteristics of the electricity sales/purchase portfolio contracts on the regulated market that represents the main form of electricity trading in the present stage, the methodology for the contract substantiation, developments and obstacles the participants in the competition – based electricity market have to surpass.*

Descriptori: contract de portofoliu de vînzare/cumpărare a energiei electrice, piaţă reglementată, piaţă concurenţială

## 1. Stadiul actual al pieţei energiei electrice

Procesul de restructurare a sectorului electroenergetic, avînd ca obiectiv realizarea unei pieţe concurenţiale pentru electricitate, a fost început în cursul anului 2000 şi trebuie continuat. Situaţia actuală reprezintă o fază intermediară, în care s-a demontat structura monopolistă din trecut, s-a înfiinţat şi a început să funcţioneze Autoritatea Naţională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE), s-a adoptat legislaţia primară şi secundară şi s-au introdus principalele instrumente în liberalizarea pieţei.

Trecerea graduală de la monopol la o piaţă concurenţială, în favoarea intereselor consumatorilor, trebuie să asigure în permanenţă:

- securitatea alimentării cu energie electrică;
- calitatea normală a energiei electrice;
- utilizarea raţională a resurselor energetice;
- relaţii comerciale directe între producători, furnizorii de energie şi servicii şi beneficiari.

Una din cele mai importante măsuri în acest proces de liberalizare o reprezintă reglementarea de către ANRE a relaţiilor comerciale între producători şi furnizorii de energie electrică prin contractele de vînzare/cumpărare a energiei electrice (procedura cod 30.2.300.0.02.17/08/1999).

**Piaţa angro de energie electrică** are două componente principale (fig. 1):

- **Piaţa reglementată** – bazată pe **contractele de portofoliu (CP)** sau de **tip PPA** (Power Purchase Agreement) de vînzare/cumpărare între producători şi furnizor (furnizori) la preţuri reglementate de autoritate.

Acest tip de piaţă reprezintă, în etapa actuală, forma principală de comercializare a energiei electrice (85% din consumul intern).

CP se bazează pe corelarea veniturilor cu costurile în activităţile de bază şi obligă societăţile comerciale să funcţioneze pe baze economice (reducerea cheltuielilor nejustificate).

CP se încheie pentru perioade de 5 ani; pentru fiecare an se stabilesc ferm cantităţile şi preţurile de vînzare/cumpărare a acestor cantităţi, în funcţie de variaţia costului marginal de producţie pe sistem.

Contractele cadru de portofoliu (CCP) reprezintă o formă reglementată a CP şi în această etapă se încheie pentru 1 an.

Piaţa reglementată cuprinde şi activităţile de monopol natural (transportul energiei electrice şi dispecerizarea).

- **Piaţa concurenţială**, care constă din:

- **contracte bilaterale** negociate între consumatorii eligibili şi producători. Acest tip de consumator (cu consumuri anuale importante) are

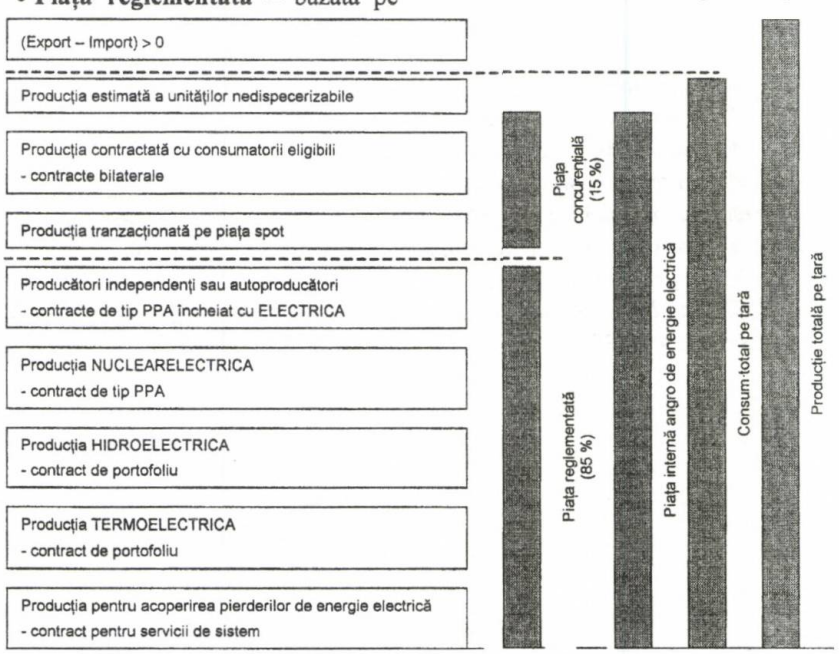



Fig. 1

*C.N. Transelectrica S.A

dreptul să-şi aleagă producătorul de energie cu care realizează un contract reglementat, dar preţul de vînzare/cumpărare este negociat între cei doi parteneri, fiind confidenţial;

- aranjamente comerciale pe **piaţa spot** de vînzare/cumpărare a energiei electrice la preţul marginal de sistem.

În prezent pragul de eligibilitate este un consum anual de 100 GWh şi se asigură un grad de deschidere a pieţei de 15 % (19 mari consumatori eligibili acreditaţi).

Piaţa concurenţială va evolua treptat prin creşterea gradului de deschidere a pieţei, consecinţă a scăderii pragului de eligibilitate în conformitate cu directivele UE. Ca urmare se va restrînge treptat piaţa reglementată în care impactul concurenţial este mai redus.

## 2. Caracteristici ale contractelor de portofoliu de vînzare/cumpărare a energiei electrice pe piaţa reglementată

CP reprezintă contractul ferm încheiat între un producător şi un distribuitor/furnizor prin care, pentru fiecare interval bază de decontare (IBD) se stabilesc cantităţile totale şi preţurile de vînzare/cumpărare a energiei electrice.

Întrucît pentru acest tip de contract preţul mediu de vînzare/cumpărare este reglementat pentru fiecare producător, pentru fiecare IBD se stabileşte variaţia preţului mediu pe baza variaţiei costului marginal pe sistem, astfel încît pe ansamblul cantităţii de energie tranzacţionată se realizează preţul reglementat al fiecărui producător. Variaţia costului marginal pe sistem reflectă condiţiile în care cererea variabilă de energie electrică este acoperită de parcul disponibil de grupuri în condiţii economice.

Intervalul bază de decontare reglementat este durata unei ore.

Cantităţile şi preţurile de contract se referă la cele 24 intervale orare pentru fiecare din cele 48 de zile standard definite pentru un an.

Sunt definite 4 zile standard lunare: L, V; Ma, Mi, J; S; D + sărbători legale. Aceste zile standard se obţin prin medierea zilelor calendaristice de acelaşi tip dintr-o lună.

Cantităţile de energie şi preţurile de contract pentru fiecare producător se determină pe baza simulării funcţionării optime a sistemului de producţie, utilizînd un program de calcul recunoscut pe piaţă.

Prin acest contract, producătorul nu este obligat să producă întreaga cantitate de energie contractată în capacităţile proprii, putînd cumpăra de pe piaţă o parte din aceasta.

Contractele, fundamentate pe baza unor metode de optimizare reglementate, împreună cu mecanismul de ofertare aferent, permit programarea funcţionării SEN pe baze economice.

## 3. Fundamentarea contractelor de portofoliu. Metodologie – programul PowrSym3

Fundamentarea contractelor de portofoliu constă în determinarea cantităţilor şi preţurilor de livrare către furnizor a energiei electrice de către fiecare producător pe fiecare IBD al zilelor standard din cadrul anului de contract.

Pentru simularea funcţionării optime a grupurilor din sistemul de producere, conform procedurii ANRE amintite se utilizează programul de calcul PowrSym3, folosit în CONEL din 1997 pentru activitatea de planificare energetică. Acest program a fost dezvoltat de firmele Operation Simulation Associates, Inc – SUA şi SEP Olanda şi a fost primit de RENEL în 1996, în cadrul unui program PHARE.

Criteriul de optimizare este minimizarea cheltuielilor de funcţionare în acoperirea cererii de consum de energie electrică (şi termică).

Programul realizează:

- Simularea, oră de oră a funcţionării optime a unui parc de centrale termoelectrice (de condensaţie şi de cogenerare), hidroelectrice şi nuclearoelectrice, pentru acoperirea cererii de energie electrică pe ansamblul sistemului şi a cererilor zonale de energie termică, separat pentru consum urban şi consum industrial.
- Determinarea încărcării orare a fiecărui grup generator. Încărcarea este realizată pe baza ordinii de merit a grupului – ordine crescătoare a cheltuielilor variabile de producţie pe MWh, determinate pe baza caracteristicilor de eficienţă energetică ale fiecărui grup generator.
- Luarea în considerare a restricţiilor impuse de procedura ANRE menţionată pentru simularea funcţionării SEN şi încheierea contractelor de portofoliu, repectiv:

- preluarea integrală a producţiei livrate de centrala nuclearoelectrică şi de către grupurile ce funcţionează în regim optim de cogenerare;
- asigurarea producţiei de energie electrică pe lignit şi huilă la nivelul contractelor reglementate de aprovizionare cu combustibil;
- asigurarea restricţiilor aferente funcţionării centralelor hidroelectrice (puteri şi energii obligate pentru centrale pe firul apei, energii productibile săptămînal pentru centrale cu lacuri de acumulare).

### 3.1. Date de bază necesare

Datele de intrare necesare se pot clasifica în trei mari categorii:

▪ *date de ansamblu la nivelul sistemului*:

- consumul de energie electrică pe total sistem, oră de oră;
- sarcina termică urbană şi industrială pe fiecare zonă de consum, oră de oră;
- structura de grupuri avute la dispoziţie şi evoluţia acestora în cadrul anului de contract (program de reparaţii planificate, conservări şi altele);
- cantităţile de cărbune din producţie internă şi din import planificate a fi consumate în centralele electrice;

▪ *date pentru fiecare grup termogenerator*:

- date tehnice:
  - caracteristica de consum de combustibil: $B=f(P_{MW}, Q_{Gcal/h})$ [GJ/h];
  - tipul şi puterea calorifică a combustibilului utilizat;
  - perioada explicită pentru reparaţii planificate;
  - coeficientul mediu de avariere;
  - posibilitatea de participare la rezerva reglaj secundar;

- viteza de încărcare/descărcare a grupului;
- pentru grupurile în cogenerare este necesară diagrama de funcționare *P/Q*;

- date economice:
- cheltuieli fixe și variabile de exploatare și întreținere (în mod distinct);
- costul combustibilului la centrală;
- costul unei porniri a grupului;
- *date pentru grupurile hidrogeneratoare:*

- energia predictibilă săptămînal;
- puterea disponibilă minimă și maximă săptămînală;
- puterea maximă disponibilă de scurtă durată;
- cheltuieli de exploatare.

### 3.2. Rezultate PowrSym3

Programul poate fi rulat pentru intervale de la o zi la un an, iar rezultatele pot fi obținute la nivel orar, zilnic, săptămînal, lunar sau anual. Rezultatele se pot prezenta, după dorința utilizatorului, la nivel de grup generator, centrală sau categorii de centrale, respectiv:

- producțiile de energie, pe fiecare unitate definită;
- consumul de combustibil, pe fiecare unitate definită;
- costurile de producție totale și pe componente – combustibili, cheltuieli variabile și fixe de exploatare și întreținere, costul pornirilor;
- costul marginal de producție pe sistem, valori orare;
- indicatori de fiabilitate ai sistemului – energie probabil nelivrată și probabilitatea de neasigurare a sarcinii electrice.

Rezultatele furnizate de PowrSym3 sunt utilizate, de asemenea, la calculul regimurilor staționare în rețeaua de transport al energiei electrice pentru evaluarea pierderilor de energie în această rețea. Aceste pierderi sunt utilizate la contractarea serviciilor de sistem.

Procedura ANRE menționată stabilește responsabilitățile în asigurarea datelor necesare rulării PowrSym3 și pregătirii contractelor, astfel:

- "Electrica" (Operatorul de distribuție/furnizare) – consumul prognozat al pieței angro și pierderile estimate în rețelele de distribuție. Suma lor reprezintă cantitatea de energie contractată.
- "Electrica" și OPCOM (Operatorul Pieței de Energie) – energia electrică livrată de "Nuclearelectrica", autoproducători și producătorii independenți.
- "Transelectrica" – pierderile de energie estimate în rețeaua electrică de transport.
- "Termoelectrica" – consumul prognozat de energie termică (urban și industrial), datele tehnice și economice ale blocurilor, planul anual de reparații, cantitățile de cărbune pe sorturi planificate a fi consumate în centrale și prețurile de achiziție a acestora de pe piața internă și externă.
- Societățile de producție, OPCOM și Operatorul de sistem – date referitoare la cantitățile de energie electrică importate, exportate.

Trebuie menționată în mod special importanța deosebită a corectitudinii datelor de intrare, de care depinde în mod esențial calitatea rezultatelor. Dacă datele nu reflectă în mod corect realitatea (spre exemplu, caracteristicile de consum ale grupurilor, puterile minime disponibile ale grupurilor, planificarea reparațiilor) este afectată încărcarea după ordinea de merit, respectiv planificarea funcționării și utilizarea eficientă a resurselor energetice.

### 3.3. Pregătirea datelor pentru contractele de portofoliu

Pe baza rezultatelor simulării funcționării optime a parcului de grupuri se obțin pentru fiecare producător ("Hidroelectrica" și "Termoelectrica") valorile orare calendaristice ale energiei livrate furnizorului. Prin prelucrarea acestora se obțin valorile livrate în fiecare IBD din cele 48 zile standard/an.

Cantitatea de energie electrică livrată anual de un producător este egală cu cantitățile de energie electrică livrate pe fiecare IBD pentru fiecare din cele 48 zile standard, multiplicate cu numărul de apariții ale zilelor standard în fiecare lună.

În mod analog se prelucrează valorile orare calendaristice ale costului marginal de producție pe sistem pentru obținerea costurilor marginale orare (IBD) pe cele 48 zile standard anuale.

În cadrul contractelor de protofoliu prețul mediu de achiziție de pe piața reglementată este aprobat de autoritate pentru fiecare producător – "Hidroelectrica" și "Termoelectrica". Acest preț mediu de livrare se profilează în matricea prețurilor de livrare, astfel încît să reflecte variația orară a costurilor marginale ale producției determinate anterior. În acest scop, pentru fiecare producător se determină matricea factorului de profilare, ca expresie în valori relative a variației orare a costului marginal pe sistem, ponderat cu cantitățile de energie livrate de fiecare producător.

Prețurile efective de livrare pentru cei doi producători pe fiecare IBD se obțin din înmulțirea prețului mediu de livrare pe producător (reglementat) cu matricea factorului de profilare.

Cei doi producători, "Hidroelectrica" și "Termoelectrica", contractează cu "Electrica", pe fiecare IBD, cantitățile de energie electrică la prețurile rezultate din profilare, corespunzător celor 48 zile standard.

## 4. Experiența realizată. Puncte tari și puncte slabe în fundamentarea contractelor de portofoliu

### 4.1. Experiența realizată

Pe parcursul anilor 1999 și 2000 activitatea de fundamentare a contractelor de portofoliu a condus la următoarele realizări:

- crearea unei baze de date privind caracteristicile tehnice și economice ale grupurilor generatoare din patrimoniul producătorilor; aceasta se actualizează continuu, dar există încă dificultăți, în special pentru grupurile termogeneratoare;
- dialog continuu cu ANRE pentru clarificarea și îmbunătățirea procedurii privind fundamentarea contractelor de portofoliu;
- elaborarea procedurilor interne ale C.N. Transelectrica S.A. privind activitatea de fundamentare a contractelor de portofoliu;

• dialog cu societăţile comerciale pentru stabilirea machetelor de date, furnizarea datelor necesare şi validarea acestora;

• fundamentarea primelor contracte de portofoliu care s-au încheiat pe piaţa reglementată (în cursul anului 2000).

### 4.2. Fundamentarea contractelor. Puncte tari realizate

Contractele de portofoliu realizate în anul 2000 au marcat introducerea efectivă a procesului de liberalizare în sectorul energiei electrice prin funcţionarea relaţiilor comerciale între producătorii de energie electrică şi furnizor.

Contractele, precum şi mecanismul de ofertare aferent, au determinat trecerea la programarea SEN pe baze economice. Aceasta s-a făcut în condiţii de transparenţă totală, pe baza unor estimări realiste privind consumul şi posibilităţile producătorilor de energie electrică.

Contractele şi mecanismul de ofertare motivează producătorii către oferte care să asigure utilizarea eficientă a patrimoniului şi resurselor.

Programarea SEN pe baze economice conduce la utilizarea eficientă a resurselor energetice.

Fundamentarea acestor contracte s-a făcut pe baza unei metode de optimizare reglementate. Modelul de calcul utilizat corespunde scopului, oferind rezultatele necesare.

Introducerea contractelor de portofoliu în anul 2000 s-a realizat în condiţii foarte dificile, datorită unor factori externi precum: seceta, devalorizarea monedei naţionale, creşterea preţurilor la combustibili pe piaţa externă, imposibilitatea ajustării tarifelor pentru a diminua efectele acestor factori.

### 4.3. Fundamentarea contractelor. Puncte slabe

Semnarea cu întîrziere a contractelor de portofoliu în anul 2000 a împiedicat buna funcţionare a relaţiilor comerciale între parteneri. Decontările nu au mai urmărit funcţionarea reală a pieţei în perioada neacoperită de contracte.

Amînarea semnării contractelor de portofoliu nu a avut nici o consecinţă pozitivă asupra vreuneia din părţi. Această amînare a fost justificată de producători prin influenţele negative asupra lor ale aplicării art. 150 din Codul comercial în situaţia unor abateri substanţiale şi de lungă durată faţă de energia contractată (100%), în principal datorită secetei.

Încheierea contractelor de portofoliu pe 100% piaţă reglemetată pentru "Hidroelectrica" şi "Termoelectica" a condus la contracte rigide şi la o lipsă de flexibilitate în depăşirea efectelor negative induse de secetă. Încheierea contractelor de portofoliu pentru 85 % din piaţa reglementată asigură acestor contracte un risc mult mai redus şi o elasticitate în acoperirea cererii prin contracte la preţ negociat, evitîndu-se piaţa spot.

Neajustarea tarifelor ca urmare a influenţei negative a unor factori externi a reprezentat, de asemenea, o cauză a întîrzierii semnării contractelor.

În procesul de fundamentare şi realizare a contractelor au fost acordate o serie de derogări de la spiritul reglementărilor cu efect discutabil (de exemplu, încheierea CP pe 100% piaţă reglementată, CP pentru perioade de sub un an, utilizarea zilelor calendaristice în locul zilelor standard).

Acordarea statutului de consumator care îşi poate alege furnizorul la 18 mari consumatori de energie electrică nu a trezit interesul acestora de a realiza contracte bilaterale negociate. Astfel piaţa concurenţială (15%) a rămas nevalorificată.

Realizarea contractelor cu consumatorii care îşi pot alege furnizorul (pînă la 15% din piaţa reglementată) în principal de către "Hidroelectrica" (datorită preţurilor mai atractive), ridică probleme dificile furnizorului ("Electrica") în menţinerea preţului mediu de achiziţie (speranţa ca "Termoelectrica" să realizeze contracte bilaterale în aceeaşi proporţie este redusă). Realizarea unor importuri de energie la preţuri avantajoase pentru menţinerea preţului mediu de achiziţie, în condiţiile actuale - în antenă - creează dificultăţi din punctul de vedere al realizării insulei pasive şi al siguranţei alimentării consumatorului.

### Concluzii

Pe parcursul anilor 1999 şi 2000 s-a realizat o experienţă valoroasă în activitatea de fundamentare a contractelor de portofoliu de vînzare/cumpărare a energiei electrice între producători şi furnizori, au fost semnate şi aplicate primele astfel de contracte şi s-a verificat că metodologia şi programul de calcul utilizate corespund cerinţelor reglemen-tate. Mai persistă o serie de dificultăţi legate de colectarea de la participanţii la piaţă a datelor necesare fundamentării contractelor, semnarea cu întîrziere a contractelor, modalităţile de decontare a cantităţilor de energie care se abat de la valorile de contract etc.

Există speranţa ca experienţa cîştigată şi maturizarea pieţei să contribuie la depăşirea acestor obstacole prin îmbunătăţirea reglementărilor şi aplicarea corectă a lor în procesul de realizare şi funcţionare a contractelor comerciale.

### BIBLIOGRAFIE

[1] ANRE - *Codul comercial al pieţei angro de energie electrică*, cod: 22.2.130.01.05/07/99

[2] ANRE - *Procedura pentru determinarea preţurilor şi cantităţilor de energie electrică din contractele – cadru de portofoliu de vînzare/cumpărare*, cod: 30.2.300.0.02.17/08/99

[3] Operation Simulation Associates, Inc. – *PowrSym3, A Chronological Power Simulation Model, Version 312a*, User's Manual, June 1996

**Referent: dr. ing. Ion Conecini – OPCOM S.A.**

**(Primit la 27 februarie 2001, acceptat la 27 februarie 2001**

❐

# Piața serviciilor de sistem – o nouă provocare pentru producătorii de energie electrică

ing. Octavian LOHAN *, ing. Alexandru IONESCU **

*În articol sunt prezentate serviciile de sistem tehnologice furnizate de producători la cererea Operatorului de Sistem, modul de furnizare și contractare a serviciilor și piața serviciilor de sistem tehnologice din România. Serviciile de sistem tehnologice au fost definite de Autoritatea de Reglementare în Domeniul Energiei o dată cu crearea pieței angro de energie electrică în România, iar contractarea lor de către Operatorul de Sistem a început din semestrul II 2000.*

*The paper presents the ancillary services provided by the generators at the request of the System Operator, the way of providing and contracting the services and the ancillary services market in Romania.*

*Regulatory Authority has defined ancillary services at the same time with the establishment of the wholesale electricity market in Romania and their contracting by the System Operator started in the second half-year 2000.*

Descriptori : piata serviciilor de sistem, reglajul secundar frecventa/putere, rezerva turnanta, rezerva tertiara rapida, rezerva tertiara lenta.

## Prezentare generală

În contextul organizării pieței de energie electrică în România, serviciile de sistem reprezintă o categorie specială de servicii de care beneficiază toți utilizatorii rețelei electrice de transport (RET). Serviciile de sistem au ca obiectiv asigurarea condițiilor pentru funcționarea normală a sistemului energetic național (SEN) sau pentru revenirea rapidă la funcționarea normală în cazul unor perturbații majore.

Serviciile de sistem sunt de două categorii:

- ♦ funcționale, constau în conducerea operativă a SEN, programarea operativă și planificarea operațională, precum și în celelalte activități prestate de Operatorul de Sistem în scopul satisfacerii consumului de energie în mod sigur și cu costuri de exploatare minime;
- ♦ tehnologice, servicii furnizate de participanții la piața de energie electrică la cererea Operatorului de Sistem, servicii necesare asigurării stării normale de funcționare a SEN, a calității energiei transportate sau pentru revenirea rapidă la starea normală de funcționare în cazul unor perturbații majore.

## 1. Rolul serviciilor tehnologice de sistem

Serviciile de sistem tehnologice au scopul de a asigura:

- stabilitatea frecvenței în regimuri normale și de avarie;
- stabilitatea tensiunii în regimuri normale și de avarie;
- acoperirea pierderilor tehnice de energie în rețeaua electrică de transport;
- restaurarea funcționării SEN la rămînerea parțială sau totală fără tensiune.

Serviciile de sistem care asigură stabilitatea frecvenței între limite normale au un rol important în cazul funcționării interconectate sincrone a SEN cu alte sisteme electroenergetice. Operatorul de Sistem asigură participarea SEN la reglarea frecvenței și puterii de schimb programate, în conformitate cu principiile de siguranță și solidaritate convenite între participanții la interconexiune. De asemenea, Operatorul de Sistem trebuie să poată utiliza o rezervă de putere existentă în sistem și mobilizabilă în timp util pentru a putea restabili echilibrul producție-consum atît în cazul dezechilibrelor cu evoluție lentă (de exemplu datorate abaterilor curbei de sarcină față de prognoză), cît și în cazul dezechilibrelor mari apărute brusc (de exemplu în cazul declanșării unui grup generator sau a unui consumator).

## 2. Definirea serviciilor tehnologice de sistem

Serviciile de sistem tehnologice sunt reprezentate prin:

**A. Asigurarea reglajului primar de frecvență.**

*Rezerva de reglaj primar* trebuie să fie mobilizată automat integral în 30 secunde, la abaterea frecvenței de la valoarea de consemn și trebuie să poată rămîne în funcțiune pe durata abaterii frecvenței de la valoarea de consemn

**B. Asigurarea reglajului secundar de frecvență-putere.**

*Rezerva de reglaj secundar frecvența/putere* este rezerva care, la abaterea frecvenței și/sau a soldului puterii de schimb de la valoarea de consemn, poate fi mobilizată automat integral într-un interval de maximum 15 minute. Aceasta are rolul de a participa la refacerea rezervei de reglaj primar și de a readuce frecvența și soldul puterii de schimb cu celelalte sisteme, la valoarea programată.

**C. Asigurarea rezervei de putere activă.**

- *rezerva turnantă* are rolul de a participa la refacerea rezervei de reglaj primar și de reglaj secundar și de a echilibra balanța în cazul apariției unor abateri de la programul stabilit prin încărcarea unor puteri suplimentare pe grupurile aflate în funcțiune;
- *rezerva de reglaj terțiar rapidă* are rolul de a participa la refacerea rezervei de reglaj primar și reglaj secundar și de a echilibra balanța în cazul apariției unor abateri de la programul stabilit prin pornirea unor grupuri a căror sarcină poate fi mobilizată integral în maximum 30 minute;
- *rezerva de reglaj terțiar lentă*; are rolul de a reface rezerva «minut», asigurînd echilibrul producție–consum în cazul apariției unor abateri previzibile de la programul stabilit și poate fi mobilizată în maximum 7 ore.

**D. Asigurarea puterii reactive și reglajul tensiunii.**

Energia reactivă produsă în banda secundară de reglaj al tensiunii, la solicitarea Operatorului de Sistem, se consideră serviciu tehnologic de sistem și are drept scop asigurarea stabilității tensiunii în RET.

**E. Acoperirea pierderilor tehnice de energie în rețeaua electrică de transport.**

Acoperirea pierderilor tehnice de energie și a consumului propriu tehnologic din stații este asigurată prin participarea producătorilor calificați pe

* Direcția Operațională, Dispecerul Energetic Național
** Direcția Comercială, Marketing

bază de contract şi prin programarea lor de către Operatorul Pieţei de Energie Electrică

**F. Restaurarea funcţionării SEN la rămînerea parţială sau totală fără tensiune.**

Restaurarea rapidă a funcţionării SEN se realizează prin existenţa în SEN a unor grupuri generatoare cu autopornire şi a celor care se pot izola pe servicii proprii şi constă în realizarea realimentării unor insule de producţie consum, pornind simultan de la aceste grupuri, şi de sincronizare ulterioară a acestor zone, reducîndu-se timpul de refacere a sistemului

**G. Disponibilitatea consumatorilor de a-şi reduce sarcina manual sau prin automatica de sistem.**

Deconectarea manuală sau automată a consumului poate fi necesară pentru a permite menţinerea funcţionării SEN în situaţii speciale, caracterizate prin apariţia unor deficite temporare de energie sau avarii extinse în sistem sau în zone mari ale acestuia.

Definiţiile utilizate în text sunt preluate din *Codul tehnic al reţelei electrice de transport*, cod ANRE 51.1.112.0.01.07/04/00.

## 3. Furnizarea şi contractarea serviciilor tehnologice de sistem

Operatorul de Sistem răspunde de siguranţa funcţionării sistemului energetic naţional şi deţine controlul şi are drept de utilizare necondiţionată asupra tuturor serviciilor tehnologice de sistem.

Toţi utilizatorii RET sunt obligaţi, prin Avizul tehnic de racordare la reţeaua electrică de transport, să furnizeze, la solicitarea Operatorului de Sistem, acele servicii tehnologice de sistem de care sunt capabili în conformitate cu performanţele tehnice ale instalaţiilor lor, în scopul funcţionării sigure a SEN.

Producătorii interni pot fi calificaţi ca furnizori de servicii tehnologice de sistem de către Operatorul de Sistem, iar Transelectrica S.A. contractează serviciile tehnologice de sistem cu aceştia. În baza acestor contracte, furnizorul de servicii de sistem are dreptul să obţină o plată distinctă pentru fiecare tip de serviciu prestat, justificarea tarifelor făcîndu-se pe baza cheltuielilor suplimentare înregistrate (pierderi de randament la funcţionarea cu sarcini parţiale, uzură suplimentară a subansamblurilor ce participă la reglaj, costuri suplimentare de exploatare etc.).

Contractele pentru asigurarea serviciilor de sistem sunt în prezent reglementate, furnizorii de servicii fiind cei trei mari producători interni. Criteriile de alegere a furnizorilor sunt strict tehnice, grupurile care asigură serviciile de sistem sunt calificate de Operatorul de Sistem în baza unei proceduri interne.

Plata serviciilor de sistem se face în limita unui fond disponibil. Veniturile necesare acoperirii cheltuielilor cu serviciile tehnologice de sistem provin din aplicarea tarifului de servicii de sistem cantităţii nete de energie electrică activă emisă în reţeaua electrică de distribuţie şi de transport de către fiecare producător.

## 4. Piaţa serviciilor tehnologice de sistem

În prezent segmentul de piaţă din România al serviciilor tehnologice de sistem este acoperit astfel:

- cei trei mari producători de energie electrică (Termoelectrica S.A., Hidroelectrica S.A. şi Nuclearelectrica S.A.) furnizează energie electrică activă pentru acoperirea pierderilor tehnice de energie în RET ;
- Hidroelectrica S.A. este principalul furnizor de rezervă de reglaj secundar frecvenţă/putere, rezerva terţiară rapidă, rezerva turnantă şi rezerva de putere reactivă ;
- Termoelectrica S.A. este furnizorul rezervei terţiare lente şi parţial al rezervei turnante şi al rezervei de reglaj secundar frecvenţă/putere, precum şi al rezervei de putere reactivă pentru reglajul tensiunilor.

Cererea de servicii tehnologice de sistem, este transmisă de Operatorul de Sistem, cu 48 de ore înainte de ziua dispecerizabilă, la Operatorul Pieţei de Energie, care programează serviciile de sistem în funcţie de ofertele transmise de furnizori, astfel încît cererea să fie acoperită.

Transelectrica S.A. comandă necesarul de servicii de sistem astfel încît să asigure condiţiile de funcţionare sigură a sistemului energetic naţional, calitatea energiei electrice şi revenirea la normal a parametrilor de funcţionare ai SEN în cazul perturbaţiilor majore. Orice rabat de la aceste cerinţe duce la alterarea calităţii funcţionării SEN. În condiţiile actuale ale monitorizării funcţionării SEN de către organele competente UCTE (Uniunea pentru Coordonarea Transportului Energiei), asigurarea serviciilor tehnologice de sistem este vitală pentru trecerea cu succes a perioadei de probe.

Cantităţile de servicii de sistem asigurate de furnizori şi utilizate de Operatorul de Sistem sunt determinate zilnic pe baza unei proceduri interne. Plăţile serviciilor prestate se fac zilnic, într-un cuantum determinat pe baza procedurii comune de calcul al ratei de alocare a încasărilor rezultate din vînzarea energiei electrice de către Electrica S.A.

Piaţa serviciilor tehnologice de sistem este în creştere. Transelectrica S.A. are nevoie să contracteze şi restul de servicii de sistem, care în prezent nu sunt plătite. Aceasta va duce inevitabil la creşterea bugetului alocat acestor cheltuieli prin majorarea componentei pentru servicii de sistem din tariful energiei electrice.

Concurenţa furnizorilor de servicii tehnologice de sistem este aşteptată pentru a putea crea o bursă a serviciilor de sistem. Deocamdată Hidroelectrica S.A. acoperă în proporţie de 75-80 % necesarul de servicii de sistem. Dezvoltarea concurenţei va avea loc o dată cu apariţia altor producători, independenţi, mai ales a centralelor hidroelectrice.

## 5. Experienţa altor sisteme energetice în contractarea şi furnizarea serviciilor de sistem tehnologice

În sistemele energetice ale ţărilor membre UCTE, serviciile de sistem tehnologice sunt contractate de către Operatorul de Sistem, de regulă pe durata unui an calendaristic. Plata serviciilor de sistem se face pentru cantităţile de servicii puse la dispoziţia Operatorului de Sistem de către furnizori. Aceştia au obligaţia să urmărească în timp real menţinerea rezervelor de putere şi să transmită în timp real datele Operatorului de Sistem. Plăţile se fac pentru participarea furnizorilor în menţinerea rezervelor de putere printr-o taxă orară pentru perioada de timp în care rezerva a fost disponibilă pentru Operatorul de Sistem (între 0,3 – 2 Euro/MW/h) şi printr-o taxă anuală fixă între 3000 - 4000 Euro/MW/an, dacă durata de timp în care rezervele de putere au fost

disponibile este mai mare de 3000 h/an. Datele au fost preluate de la Fingrid System Oy (Operatorul de Sistem din Finlanda – www.fingrid.com).

## Concluzii

În contextul liberalizării pieţei de energie electrică, reglementarea modului de furnizare şi contractare a serviciilor de sistem înseamnă recunoaşterea importanţei acestora. Cadrul reglementat actual poate fi îmbunătăţit pe baza experienţei acumulate prin derularea contractelor de servicii de sistem. Un prim pas s-ar putea face în direcţia creşterii concurenţei între furnizorii de servicii de sistem prin acceptarea participării furnizorilor străini pentru energia electrică activă necesară acoperirii pierderilor tehnice de energie şi pentru rezervele de putere (terţiară rapidă şi lentă). De asemenea, poate fi acordat Operatorului de Sistem dreptul de a achiziţiona în timp real energie electrică activă de la furnizori străini pentru acoperirea deficitului energetic în situaţiile cînd apar erori de prognoză ale consumului intern.

Serviciile de sistem se plătesc distinct pentru prima dată în România, începînd din semestrul al 2-lea al anului trecut. Producătorilor de energie electrică li s-a deschis o nouă oportunitate: piaţa serviciilor tehnologice de sistem, o piaţă paralelă, absolut necesară pentru cointeresarea furnizorilor de servicii de sistem.

Asigurarea serviciilor tehnologice de sistem de către producători reprezintă o nouă sursă de venituri, în condiţiile existenţei unor restricţii tehnice sau de altă natură de producere a energiei electrice.

Regîndirea strategiei actualilor şi viitorilor producători trebuie să ţină cont de necesitatea asigurării tuturor serviciilor tehnologice de sistem de care are nevoie sistemul energetic naţional.

Investiţiile în unităţile de producere a energiei electrice trebuie să ia în considerare şi posibilitatea furnizării serviciilor de sistem.

**Referent: ing. Alexandru Săndulescu - ANRE**

**(Primit la 23 februarie 2001, acceptat la 1 martie 2001)**

❑

## RECENZIE

EREMIA M., TRECAT J., GERMOND A. **Réseaux électriques – Aspects actuels, Editura Tehnică, Bucureşti, 2000**

Un trio de valoroşi profesori universitari europeni a luat iniţiativa întocmirii unei lucrări care să sistematizeze şi să pună la punct conceptele şi procesele sistemelor electroenergetice.

Caracterul internaţional al lucrării, rezultat al cooperării dintre România, Belgia şi Elveţia, aduce un plus calitativ modului de tratare a lucrării, fiind rezultatul unei conlucrări mai largi.

Profesorul Mircea Eremia este bine cunoscut în România, dar şi în ţările francofone, în care a avut colaborări fructuoase.

Profesorul Jacques Trecat lucrează la Facultatea Politehnică din Mons – Belgia, dar în acelaşi timp este cunoscut ca un prieten al ţării noastre, cu ai cărei specialişti lucrează de mult timp.

În aceeaşi situaţie se găseşte şi profesorul Alain Germond de la Şcoala Politehnică Federală din Lausanne – Elveţia. Numele celor trei autori reprezintă prin ele înşile garanţia calităţii lucrării.

Lucrarea este dezvoltată în 5 părţi, fiecare parte fiind tratată de către unul, doi sau trei autori, în unele cazuri fiind implicate şi nume din afară ca, de exemplu, Sebastian Ionescu sau D. Niebur.

**Prima parte** analizează problema estimărilor stărilor, ceea ce implică de la început necesitatea discutării şi analizei modelelor şi erorilor lor.

Autorii tratează în cunoştinţă de cauză conceptele şi definesc în final şi noţiunea de observabilitate (inclusiv metodele de verificare a acestui proces).

În **partea a doua** se face o analiză adîncită a problemelor de stabilitate şi reglajele asociate P-f şi U-Q.

**Partea a treia** tratează o problemă de mare actualitate în analiza sistemelor electroenergetice, şi anume aceea a introducerii tehnicilor de inteligenţă artificială. Metodele de conducere actuală ale sistemelor electroenergetice nu se mai pot dispensa de sistemele inteligente, sistemele expert, reţele neuronale, logica "vagă", reţelele Petri şi altele.

**Partea a patra** tratează o problemă de mare actualitate, aceea a introducerii în sistemele electroenergeticii a electronicii de mare putere. Profesorul Mircea Eremia, care a devenit un specialist în acest domeniu, face o prezentare foarte convingătoare, logică şi bine conturată a diverselor laturi şi aspecte, concretizînd aplicaţiile în sistemele electroenergetice în care se introduc sistemele cunoscute deja prin acronimul FACTS.

Lucrarea se încheie cu un grup de informaţii suplimentare prezentate sub formă de anexe.

*

De o deosebită valoare, lucrarea este utilă atît specialistului teoretician, cît şi celui din exploatarea practică.

Materialul, bine organizat, cu o succesiune logică perfectă, ajută cititorul în precizarea noţiunilor şi clarificarea conceptelor privind funcţiile complexe ale sistemelor electroenergetice.

O bibliografie bogată, asociată fiecărei părţi, este la îndemâna cititorului care doreşte să aprofundeze unele aspecte speciale.

Lucrarea are şi o valoare pragmatică deoarece descrierile teoretice sunt întrepătrunse cu aplicaţii practice, iar punerea unui accent important pe teoria erorilor în evaluarea modelelor reprezintă un sistem de autocontrol pentru cititor, căruia i se dă instrumentul necesar pentru evaluarea realităţii şi a limitelor acesteia.

Felicităm autorii pentru realizarea acestei lucrări – cu adevărat valoroase – şi o recomandăm cu căldură iubitorilor problemei.

*

Pentru ca în această recenzie, nuanţa de critică în sens de analiză să fie mai completă, am remarca faptul că din punctul de vedere al tehnicii româneşti realizările şi aplicaţiile lui Paul Dimo în problemele sistemelor electroenergetice nu sunt suficient reprezentate în lucrare. Teoria lui Dimo nu are aplicaţii numai în domeniul echivalenţilor statici .....! În special teoreticienii şi operatorii din Statele Unite ale Americii au arătat avantajele şi rezultatele pozitive ale aplicării echivalenţilor Dimo în comparaţie cu alte modele aplicate.

De altfel se ştie că teoria Dimo este larg cunoscută nu numai în SUA, ci şi în marile sisteme electroenergetice din Europa şi aplicată cu bune rezultate.

**dr. ing. Eugeniu PAVEL**

P.S. I: Considerăm că ar fi util ca autorii să-şi continue opera, tratînd în continuare aspectele noi care au apărut în funcţionarea sistemelor electroenergetice prin trecerea de la concepţia de monopol la aceea de piaţă liberă. Se ştie că există o tendinţă generală pentru reorganizarea sistemelor electroenergetice şi aceasta are o influenţă majoră asupra aspectelor tehnico-ştiinţifice ale domeniului.

P.S. II: Felicităm Editura Tehnică pentru faptul că a publicat această lucrare în limba franceză, astfel încît devine disponibilă tuturor ţărilor francofone.

○

# Servicii de sistem şi/sau servicii auxiliare ? Reglementări în România şi experienţa internaţională

dr. ing. mat. Sorin PĂTRĂŞCOIU*, **, dr. ing. Daniela SCRIPCARIU*, **, ing. Cristina POPESCU*, ing. Marius HĂRŞAN*

*Prezentul articol îşi propune să realizeze o prezentare sintetică şi o analiză comparativă a modului în care sunt definite şi recunoscute în România şi pe plan internaţional serviciile achiziţionate şi serviciile furnizate pentru îndeplinirea funcţiei de sistem. Sunt analizate definiţiile şi terminologia utilizată în România (ANRE) şi pe plan internaţional (Eurelectric, FERC, NECA etc.) privind aceste servicii. Este prezentat modul în care funcţionează piaţa Serviciilor Auxiliare (servicii achiziţionate) în unele dintre cele mai dezvoltate pieţe de energie electrică (Anglia, Australia şi SUA) şi sunt date unele informaţii de preţ pentru cele mai recunoscute servicii. În final sunt prezentate unele concluzii privind evoluţia Serviciilor Auxiliare, precum şi opinii ale autorilor privind modul în care acestea trebuie abordate în contextul dezvoltării pieţei energiei electrice din ţara noastră.*

*Current paper intends to realise a synthesis and a comparative analysis of the approaches, both in Romania and internationally, for defining and accepting purchased and supplied services for realising the system function. ANRE definitions and terms used in Romania as well as international terms (used by Eurelectric, FERC, NECA etc.) are analysed. It is presented the operating way of market for ancillary services (purchased services) in the most developed electricity markets (England, Australia, USA) and some price information is provided for the most recognised services. Finally, conclusions on ancillary services evolution and author opinions for their approach within the context of energy market development in Romania are presented.*

Descriptori: sistem electroenergetic, Operator de sistem, servicii de sistem, servicii auxiliare, reglementări, măsurarea serviciilor

## Introducere

În contextul actual al separării activităţilor de producere, transport şi distribuţie a energiei electrice, identificarea corectă a rolului fiecărui participant la alimentarea consumatorilor finali cu energie electrică în condiţii de calitate, siguranţă şi cu costuri minime devine extrem de importantă. De aceea, în prezent în toate sistemele în care se introduce liberalizarea pieţelor de energie electrică, autorităţile de reglementare şi principalele entităţi participante (operatorii sistemului de transport, marii producători, distribuitorii, principalii consumatori) acordă o deosebită importanţă definirii corecte a principiilor care guvernează funcţionarea pieţei libere şi, derivat, a funcţiilor fiecărui participant, cu precizarea responsabilităţilor şi drepturilor acestuia.

În cadrul acestui efort de reglementare şi clarificare, o pondere deosebită o are setul de reglementări aferente Operatorului de Sistem (OS), respectiv Operatorului de Transport (OT). În raport de forma de proprietate şi particularităţile fizice ale sistemului de transport, OS / OT au funcţii diferite pe pieţe diferite. Este foarte important ca, plecînd de la funcţia definită de către legiuitor / reglementator pentru sistem (funcţia de sistem), să se identifice corect :

- serviciile ce sunt furnizate de OS sau OT în cadrul funcţiei de sistem;
- serviciile ce sunt achiziţionate de către OS sau OT pentru a îndeplini în totalitate funcţia de sistem.

Pentru a realiza o analiză comparativă între ceea ce se practică în prezent în România şi experienţa acumulată pe plan internaţional, s-au folosit documentele relevante emise de:

- ANRE – Autoritatea Naţională pentru Reglementare în Domeniul Energiei,
- FERC – Federal Energy Regulatory Commission, SUA,
- NECA – National Electricity Code Administrator, Australia,
- Eurelectric – Union of the Electricity Industries,
- APX – Automated Power Exchange,
- ETSO – European Transmission System Operators,
- CIGRE – Conference des Grandes Reseaux Electriques,
- NGC – National Grid Company, Anglia,
- NEMMCO – National Electricity Market Management Company, Australia.

## 1. Reglementări în vigoare în România

### 1.1. Definiţii

Definiţiile în vigoare ale Autorităţii Naţionale de Reglementare (ANRE) cu privire la noţiunile de *Operator de Sistem*, *Operator de Transport* şi *serviciu de sistem* au fost introduse în perioada 1999-2000 şi sunt [3, 4, 5, 12]:

*Operator de Sistem*: Compania Naţională de Electricitate S.A.[1], care în baza licenţei de Operator de Sistem are misiunea de a asigura dispecerizarea şi funcţionarea coordonată a instalaţiilor de producere, transport şi distribuţie (la tensiunea de 110 kV) a energiei electrice, componente ale SEN [5].

*Operator de transport:* Compania Naţională de Electricitate S.A., care în baza licenţei de Operator de Transport deţine, exploatează, întreţine, modernizează şi dezvoltă reţeaua electrică de transport [5].

*Servicii de sistem*[2]: servicii asigurate de regulă de producători, la cererea

+ TRActebel Project-Managers, Engineers and Consultant (TRAPEC) S.A.

++ Universitatea POLITEHNICA Bucureşti, Facultatea de Energetică

[1] Prin prevederile HG 627/31.07.2000 privind desfiinţarea Companiei Naţionale de Electricitate, Transelectrica S.A. a preluat funcţia de sistem, definită prin OUG 63/28.12.1998 şi [5, articolul 1.4]. În cadrul acestei funcţii, Transelectrica S.A. are *responsabilitatea privind funcţionarea Sistemului Naţional de Transport al energiei electrice în condiţii de calitate, siguranţă, eficienţă economică şi protecţie a mediului înconjurător* (articolul 8).

[2] Această definiţie a *serviciilor de sistem* este prezentată în reglementarea ce fundamentează metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciile de sistem [4]. Aceeaşi definiţie este folosită în [3], [5] şi [12] pentru *Serviciile de Sistem (tehnologice)*; în aceste documente nu se precizează o definiţie clară a *serviciilor de sistem*, ci se indică faptul că *serviciile de sistem* au ca obiectiv asigurarea condiţiilor pentru funcţionarea normală a SEN sau pentru revenirea rapidă la funcţionarea normală în cazul unor perturbaţii majore.

Operatorului de Sistem, pentru menţinerea nivelului de securitate şi siguranţă în funcţionare a sistemului electroenergetic, precum şi a calităţii energiei transportate la parametrii ceruţi de normele în vigoare [4].

Conform reglementărilor ANRE, serviciile de sistem sunt de două categorii [3]:

a) *funcţionale*, care reprezintă funcţia Operatorului de Sistem;

b) *tehnologice*, furnizate de către agenţii economici participanţi la piaţă.

*Serviciile de sistem funcţionale* sunt servicii generate intern de către Transelectrica şi oferite utilizatorilor sistemului [5, 12]:

- conducerea operativă a sistemului energetic naţional,
- planificarea operaţională,
- alte activităţi ale OS în scopul satisfacerii consumului de energie în mod sigur şi cu costuri de exploatare minime.

### 1.2. Servicii de sistem tehnologice recunoscute şi plătite în prezent în România [3, 4]

*Serviciile de sistem tehnologice* au fost recunoscute în mod explicit în România o dată cu intrarea în vigoare a reglementărilor [3, 4, 5] şi sunt plătite începînd cu luna iulie 2000, după divizarea Companiei Naţionale de Electricitate CONEL S.A. Aceste servicii sunt:

*Energia activă pentru acoperirea pierderilor de energie în reţeaua de transport*[3] este destinată echilibrării balanţei producţie-consum şi se contractează pe bază de oferte, la un preţ care nu poate depăşi preţul mediu al energiei contractate pe piaţa angro reglementată.

*Reglajul secundar frecvenţă-putere* are ca scop corectarea producţiei pentru a aduce la nivelul de referinţă fie frecvenţa, fie puterea schimbată între partenerii unei reţele interconectate, fie ambele [5].

*Rezerva de putere corespunzătoare reglajului terţiar* este asigurată de către grupurile aflate în funcţionare, încărcate parţial şi care pot fi încărcate la puterea maximă în cel mult 5 minute (*rezerva turnantă*), grupurile cu pornire şi preluare rapidă a sarcinii (*rezerva terţiară rapidă*) şi grupurile cu pornire şi preluare lentă a sarcinii (*rezerva terţiară lentă*).

*Puterea reactivă necesară pentru reglajul secundar al tensiunii* este asigurată de :

- generatoarele sincrone - reglajul tensiunii prin producerea/absorbţia de energie electrică reactivă conform diagramei de funcţionare P/Q a grupului constituie o obligaţie şi totodată o condiţie de conectare a oricărui grup generator la reţeaua electrică;
- alte surse de putere reactivă: compensatoare sincrone, surse statice de putere reactivă.

### 1.3. Măsurarea serviciilor de sistem furnizate de producători

Regulamentul actual de măsurare a cantităţilor de energie electrică tranzacţionate în piaţa angro nu conţine prevederi referitoare la măsurarea serviciilor de sistem furnizate de producători. Este de aşteptat ca ANRE să formuleze specificaţii tehnice pentru măsurarea serviciilor de sistem în cadrul Codului de măsurare a energiei electrice.

### 1.4. Piaţa serviciilor tehnologice de sistem

OS răspunde de siguranţa funcţionării SEN, deţine controlul şi are drept de utilizare necondiţioantă asupra tuturor *serviciilor tehnologice de sistem*. Toţi utilizatorii reţelei de transport sunt obligaţi, prin Avizul tehnic de racordare la reţeaua electrică de transport, să furnizeze, la solicitarea OS, acele servicii tehnologice de sistem de care sunt capabili în conformitate cu performanţele tehnice ale instalaţiilor lor, în scopul funcţionării sigure a SEN [5].

Cererea de *Servicii Tehnologice de Sistem* este transmisă de OS cu 48 de ore înainte de ziua dispecerizabilă la Operatorul Comercial, care programează aceste servicii în funcţie de ofertele transmise de furnizori, astfel încît cererea să fie acoperită [12].

## 2. Experienţa internaţională

### 2.1. Noţiunile de *servicii de sistem* şi *servicii axiliare*

Directiva 96/92/EC, referitoare la regulile comune pentru piaţa internă de electricitate, arată că Operatorul de Sistem este responsabil cu:

-operarea, mentenanţa şi dezvoltarea reţelei (articolul 7.1);

-managementul fluxurilor de energie (articolul 7.3);

-asigurarea siguranţei, fiabilităţii şi eficienţei sistemului;

-asigurarea disponibilităţii tuturor serviciilor auxiliare necesare (articolul 7.3).

Deşi Directiva foloseşte numai termenul de *ancillary services* (servicii auxiliare) prin care se înţelege totalitatea serviciilor necesare pentru funcţionarea unui sistem de transport şi distribuţie, este util, din mai multe puncte de vedere, să facem distincţia între **servicii de sistem (SS)** şi **servicii auxiliare (SA)**.

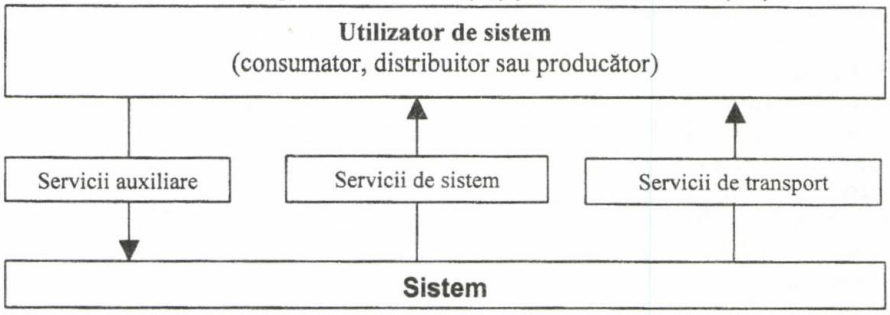



Fig. 1. Schema fluxurilor serviciilor (*adaptată din [7]*).

Cea mai clară prezentare a celor două noţiuni se află în recomandările CIGRE şi Eurelectric, unde se face o distincţie netă între SS şi SA, atît în ceea ce priveşte rolul acestora, cît şi entitatea care le furnizează. O imagine foarte clară a fluxurilor serviciilor şi a relaţiilor dintre acestea este prezentată în figura 1.

**Serviciile de sistem** sunt toate serviciile furnizate de entitatea care asigură funcţia de sistem către utilizatorii racordaţi la sistem.

**Serviciile auxiliare** sunt servicii achiziţionate de către entitatea care asigură funcţia de sistem (*Operatorul de Sistem* sau *Operatorul Reţelei de Transport*) de la utilizatorii sistemului pentru ca aceasta să poată furniza serviciile de sistem.

[3] Este un serviciu care nu este recunoscut întotdeauna de către reglementatori. De exemplu FERC [1] consideră că energia activă necesară acoperii pierderilor aferente transportului de energie într-un sistem cu acces deschis poate fi achiziţionată de către consumatorul final şi pe plan local.

În afara acestor două clase de servicii mai pot fi identificate şi **serviciile de transport,** care sunt acele servicii oferite de sistem pentru a realiza un transfer economic de energie.

Se observă că sensul definiţiei *serviciilor de sistem* este acela de servicii furnizate de sistem prin intermediul OS, pe cînd sensul definiţiei *serviciilor auxiliare* este acela de servicii achiziţionate de către OS / OT pentru a fi îndeplinită funcţia de sistem. Atributul *auxiliare* ataşat acestor servicii este specific clasificării făcute în general de către OS / OT sau de către reglementator în cadrul Codului Reţelei de Transport; el indică faptul că aceste servicii sunt utilizate pentru îndeplinirea responsabilităţilor induse de funcţia de sistem referitoare la asigurarea standardelor de calitate în alimentarea cu energie electrică. Din punctul de vedere al furnizorilor de SA, acestea trebuie privite ca nişte produse ce sunt comercializate în cadrul reglementat sau pe baza valorii lor de piaţă. Autorii acestui articol nu consideră că atributul *auxiliare* are relevanţă detaşat de contextul în care sunt prezentate definiţiile de mai sus.

*Operatorul de Sistem* administrează SA astfel:

- colectează contribuţiile de la furnizorii de SA (dintre care unele decurg din obligaţiile reglementate, iar altele din obligaţii contractuale);
- realizează coordonarea tehnică a sistemului, asigurînd un nivel corespunzător de siguranţă în funcţionare;
- adaugă contribuţia proprie (implementarea reglajelor, funcţia de supraveghere a sarcinii) la SA achiziţionate, realizînd astfel produsul final numit *servicii de sistem*;
- furnizează utilizatorilor *serviciile de sistem.*

Din documentele analizate se desprinde următoarea concluzie: în codul reţelei anumitor ţări (de exemplu Norvegia, Italia, Spania, Franţa) apare numai noţiunea de *servicii auxiliare* (ancillary services), pe cînd în ţări precum Cehia, Olanda, Germania, se definesc şi se explicitează atît *serviciile de sistem* (System Services), cît şi *serviciile auxiliare* (Ancillary Services). Cu toate că în [7] apare noţiunea de *servicii auxiliare pentru sistem* (System Ancilliary Services), în documentele specifice emise de NGC apare numai noţiunea de *servicii auxiliare.* Încadrarea unui anumit serviciu în una din categoriile de servicii definite mai sus depinde de aranjamentele specifice fiecărui sistem în parte. Este de remarcat totuşi că în toate documentele studiate este folosit termenul de *ancillary services.*

Practicarea unor asemenea distincţii în considerarea şi clasificarea serviciilor, precum şi în terminologia aferentă este impusă în contextul legislativ actual de existenţa mai multor actori cu roluri diferite în piaţă şi, derivat, de relaţiile contractuale şi fluxurile comerciale între aceşti actori.

## 2.2. Servicii de sistem

Calitatea alimentării cu energie electrică se exprimă cu ajutorul unor parametri general recunoscuţi (frecvenţă, tensiune, siguranţă în funcţionare etc.) şi se poate asigura prin următoarele *servicii de sistem* de bază :

- asigurarea unei valori nominale a frecvenţei şi a unor abateri normale de la această valoare (numită, pe scurt, frecvenţă);
- asigurarea unei valori nominale a tensiunii şi a unor abateri normale de la această valoare (numită, pe scurt, tensiune);
- asigurarea unor valori maxime pentru armonicele / distorsiunile / dezechilibrele între faze ce pot apărea în sistem (numită, pe scurt, armonice / distorsiuni / dezechilibre între faze);
- capabilitatea sistemului de a alimenta un consumator în cazul în care schema normală de alimentare nu este disponibilă (numită, pe scurt, alimentare de rezervă);
- capabilitatea sistemului de a funcţiona o perioadă de timp precizată într-o altă stare decît starea normală şi de a reveni într-o stare mai puţin severă de funcţionare (numită, pe scurt, restaurarea sistemului);
- capabilitatea sistemului de a funcţiona, fără pierderea sincronismului componentelor sale, în urma unor perturbaţii de severitate precizată (numită, pe scurt, sabilitatea sistemului).

În practica internaţională sunt recunoscute şi alte SS, cum ar fi :

- managementul restricţiilor;
- programarea generării (cu sau fără programarea economică).

Standardele privind *serviciile de sistem* pot fi determinate pe baza standardelor internaţionale privind calitatea alimentării cu energie electrică (EN 50160) sau pe baza unor convenţii internaţionale, naţionale sau regionale.

## 2.3. Servicii auxiliare

*Serviciile auxiliare* sunt necesare pentru a ajuta Operatorul de Sistem în îndeplinirea responsabilităţilor sale referitoare la funcţionarea sigură şi fiabilă a sistemului energetic interconectat. *Serviciile auxiliare* pot fi furnizate cu caracter de obligativitate (stipulate prin reglementări), dar şi ca servicii care fac obiectul unei competiţii.

*Serviciile auxiliare*, cele mai larg recunoscute, care contribuie la realizarea SS sunt prezentate în tabelul 1. Se observă că, toate serviciile auxiliare identificate mai sus, cu excepţia serviciilor auxiliare de la punctele *b*, *c*, *d* şi *f*, pot fi furnizate numai de producătorii de energie electrică; în continuare, aceste SA vor fi numite *servicii auxiliare furnizate de producători (SAP).*

### 2.3.1. Servicii auxiliare furnizate de producători

Este larg recunoscut faptul că SAP au o ponderea predominantă în totalul SA. *Serviciile auxiliare furnizate de producători* sunt folosite pentru :

- respectarea standardelor de calitate pentru sistem;
- asigurarea realizării *serviciului de transport*;
- satisfacerea necesităţilor specifice ale consumatorilor.

Pe baza destinaţiilor enumerate mai sus se poate deduce că entităţile ce pot achiziţiona *servicii auxiliare* sunt *Operatorul de Sistem*, *Operatorul de Transport* şi consumatorii finali de energie electrică. Funcţie de organizarea unui sistem şi de structura pieţei de energie electrică, SA precum urmărirea sarcinii, echilibrarea balanţei de energie, alimentare de rezervă etc. pot fi cumpărate direct de către consumatori. În cazul în care SAP sunt achiziţionate numai de către o singură entitate, atunci aceasta are o poziţie de monopol, care poate influenţa negativ piaţa. Pentru a preveni distorsionarea preţurilor SAP, cea mai bună soluţie este existenţa unei pieţe deschise pentru *Serviciile auxiliare.* Trebuie remarcat că o astfel de abordare funcţionează bine în pieţele cu o competiţie avansată pe partea de producere.

Lista exactă a SAP pentru un sistem dat depinde, mai ales în sistemele neintegrate, de detaliile structurii sale organizatorice şi de mecanismele de piaţă implementate. Unele dintre

*Tabelul 1*

**Asigurarea serviciilor de sistem pe baza serviciilor auxiliare**

| | | Servicii de sistem | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Frecvenţa | Tensiunea (inclusiv stab. de tensiune) | Restaurarea sistemului | Alimentarea de rezervă | Stabilitatea (unghiulară) | Armonice / distorsiuni |
| Servicii auxiliare | Rezerva de putere | ✓ | | ✓ | ✓ | ✓ | |
| | Rezerva de putere de schimb | ✓ | | ✓ | ✓ | | |
| | Managementul (reducerea) consumului | ✓ | ✓ | | ✓ | | |
| | Reglajul transformatoarelor utilizate pentru distribuţie | | ✓ | ✓ | ✓ | | |
| | Reglajul transformatoarelor utilizate pentru evacuarea producţiei | | ✓ | | | | |
| | Compensarea statică | | ✓ | | | | |
| | Compensarea dinamică, cu regulator de tensiune | | ✓ | | | ✓ | |
| | Pornirea de la zero (black start) | | | ✓ | | | |
| | Viteza de acţionare a sistemelor de protecţie | | | | | ✓ | |
| | Domeniile de frecvenţă şi tensiune oferite de producători | ✓ | ✓ | | | | |
| | Funcţionarea izolată / insularizată a generatoarelor | | | ✓ | | | |
| | Capacitatea de filtrare a generatoarelor | | | | | | ✓ |
| | Rezistenţa generatoarelor la defecte, dezechilibre între faze, armonice şi fluctuaţii ale tensiunii. | ✓ | ✓ | ✓ | | ✓ | ✓ |
| | Asigurarea sincronismului | | | ✓ | | | |

servicii (de exemplu: rezerva de putere, reglajul putere reactivă / tensiune, pornirea de la zero etc.) sunt recunoscute ca SAP în multe sisteme, altele sunt tratate ca necesităţi provenind din codul de transport (de exemplu: serviciile privind asigurarea stabilităţii) sau ca modalităţi flexibile de a face faţă presiunilor pieţei (de exemplu: serviciile de programare a operării).

## 3. Piaţa serviciilor auxiliare

În situaţiile în care SA nu sunt furnizate şi achiziţionate pe bază de înţelegeri reglementate, se poate vorbi despre o piaţă a *serviciilor auxiliare*. În acest caz, administrarea de către OS a SA oferite poate urmări maximizarea beneficiilor totale pentru participanţii la piaţă, cu considerarea obligaţiilor generate de reglementări şi a eventualelor restricţii de funcţionare.

Problemele specifice organizării pieţei SA sunt următoarele:

- măsurarea, monitorizarea şi plata SA;
- identificarea corectă a costurilor furnizării SA;
- stabilirea valorii de piaţă a SA;
- modul de contractare a SA;
- alocarea costurilor SA;
- mecanisme de funcţionare a pieţei de SA.

Toate aceste aspecte sunt tratate pe larg în referinţele [2] şi [7]. O sinteză a informaţiilor din aceste documente, completată cu informaţii legate de funcţionarea pieţelor de SA din Australia şi SUA este prezentată în [10]. În continuare, sunt prezentate experienţele acumulate în unele din cele mai dezvoltate pieţe de SA : Anglia, Australia şi SUA.

**Anglia şi Ţara Galilor**

Majoritatea SA sunt furnizate de marile capacităţi de generare, utilizatorii de electricitate şi de capacităţile de generare de dimensiune mică. Aceste servicii sunt administrate de către NGC, ca parte a licenţei sale reglementate de funcţionare.

Principalele servicii auxiliare sunt: *puterea reactivă, reglajul frecvenţei, rezerva de putere activă, pornirea de la zero* şi *rezolvarea restricţiilor* (replanificarea generării sau consumului pentru a reduce circulaţiile de puteri în zonele de sistem cu restricţii).

Există SA plătite pe bază de contract comercial şi SA care reprezintă condiţii de conectare. Mecanismul de plată a unor servicii auxiliare, precum puterea reactivă şi reglajul frecvenţă-putere, va trece de la un sistem bazat pe reflectarea costurilor la un sistem bazat pe valoare comercială. Ca rezultat al mecanismelor pieţei şi al competiţiei, aceste servicii se vor plăti la preţul pe care furnizorii de SA îl vor oferta şi nu se vor plăti dacă nu sunt folosite. Noi aranjamente comerciale sunt de aşteptat în viitorul apropiat, cu consecinţe asupra serviciilor cerute şi a modului de contractare. Reglementatorul încurajează dezvoltarea unor mecanisme de piaţă pentru aceste servicii.

**Australia**

Conform NEC (National Electricity Code), responsabilitatea asigurării funcţionării sistemului în condiţii de siguranţă şi fiabilitate revine în Australia companiei NEMMCO. Pentru a-şi îndeplini funcţia, NEMMCO achiziţionează SA pe bază de licitaţii; cîştigătorii sunt stabiliţi pe baza preţului minim şi a calificării din punct de vedere tehnic.

Principalele SA recunoscute sunt: *reglajul primar frecvenţă-putere, reglajul secundar frecvenţă-putere, descărcarea rapidă a sarcinii, rezerva turnantă, puterea reactivă, pornirea de la zero.*

Sumele necesare acoperirii costurilor cu serviciile auxiliare sunt alocate între consumatori şi producători în proporţie de 50 % - 50 %. Valoarea totală a costurilor SA a crescut de la 126 mil.$/an, în 1999, la 160 mil.$/an, în anul 2000 [11]. Plata serviciilor auxiliare se face pe bază de disponibilitate, activare, utilizare, precum şi prin plăţi compensatorii [9].

**Statele Unite**

În prezent, în SUA comerţul cu servicii auxiliare este limitat şi realizat în principal pe baza unor tarife elaborate în conformitate cu Ordinul FERC nr. 888 din 1996 [1]. Conform acestui ordin principalele SA recunoscute sunt:

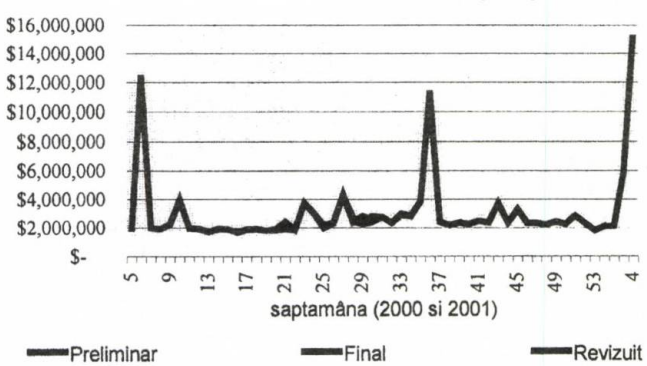



Fig. 2. Plata serviciilor auxiliare în regiunile sudice interconectate, Australia *(adaptată din [11]).*

*planificarea, controlul şi dispecerizarea sistemului, furnizarea de putere reactivă şi controlul tensiunii de către unităţile de generare, reglajul frecvenţei, energia de completare, rezerva turnantă, rezerva suplimentară.*

Ordinul introduce şi alte servicii (de exemplu *pornirea de la zero* şi *alimentarea de rezervă*), dar nu le listează ca servicii auxiliare. De asemenea, Ordinul introduce noţiunea de *servicii pentru operarea interconectată.*

În SUA există mai multe pieţe concurenţiale pentru energie şi pentru SA. De exemplu *piaţa de energie din California* - asigurată de California Power Exchange (CalPX) - se bazează pe o piaţă spot cu licitaţie în ziua anterioară şi trei pieţe de energie în cursul unei zile. Totodată, asigură o piaţă concurenţială a serviciilor auxiliare cu licitaţie în ziua anterioară şi relicitaţii orare pentru următoarele servicii auxiliare: reglaj secundar, rezervă turnantă şi rezervă suplimentară.

Un alt exemplu îl reprezintă bursa NYPool pentru SA; la această bursă au fost practicate următoarele preţuri (raportate la energia furnizată) în data de 21 decembrie 2000: rezerva turnantă: 1,19...3,75 $/MWh; rezerva suplimentară: 1,19...2,49 $/MWh; reglaj frecvenţă-putere: 5,95...8,70 $/MWh. Se constată o marjă largă a preţurilor în cazul pieţei concurenţiale faţă de relativa stabilitate în cazul preţurilor reglementate.

## Concluzii

Din analiza referinţelor studiate se pot formula următoarele concluzii privind evoluţia conceptelor de *servicii de sistem*, respectiv *servicii auxiliare*:

a) În pieţele liberalizate de energie electrică, OS şi OT au funcţii bine definite, care determină responsabilităţi legate de calitatea alimentării cu energie electrică cu costuri minime. Aceste responsabilităţi implică, printre altele, achiziţionarea, de către unul din operatori, a *serviciilor auxiliare*.

b) În majoritatea sistemelor electroenergetice, furnizarea anumitor SA are un caracter obligatoriu, impus prin reglementări specifice (*Codul Reţelei de transport* sau *Condiţiile de conectare la sistem*).

c) Acolo unde capacităţile de producţie sunt bine dezvoltate şi funcţionează un sistem de relaţii comerciale bazat pe eficienţă economică, se poate trece la organizarea unei pieţe a SA, altele decît cele reglementate, cu rezolvarea problemelor de la pct. 4.

d) În opinia autorilor acestui articol, în România ar trebui implementate, <u>într-o primă etapă</u>, cîteva măsuri legate de reglementare :

- definirea coerentă a serviciilor achiziţionate pentru îndeplinirea funcţiei de sistem (numite mai sus *servicii auxiliare*) şi a serviciilor furnizate în cadrul funcţiei de sistem (numite mai sus *servicii de sistem* şi *servicii de transport*), cu considerarea terminologiei din documentele relevante ale unor organizaţii industriale, comerciale sau profesionale cu caracter european sau internaţional (Eurelectric, ETSO, APX, CIGRE) sau din codurile tehnice ale reţelelor de transport din ţările unde aceste reglementări au un istoric relevant de cînd au fost elaborate (Anglia, Australia, SUA etc.);
- clarificarea poziţiei OT privind activitatea sa de furnizor de SA (reglajul tensiune-putere reactivă) faţă de OS ca furnizor de SS, avînd în vedere că ambii operatori sunt entităţi în cadrul aceleaşi persoane juridice (Transelectrica S.A.);
- recunoaşterea serviciilor furnizate de consumatori sau distribuitori necesare îndeplinirii funcţiei de sistem,
- reglementarea măsurării serviciilor achiziţionate de OS de la utilizatorii sistemului pentru îndeplinirea funcţiei de sistem.

Pornind de la realitatea existenţei pe piaţa de energie electrică din România a mai multor actori cu roluri diferite în furnizarea şi/sau achiziţionarea de servicii, clarificarea şi delimitarea responsabilităţilor acestora, precum şi a terminologiei aferente, este impusă de necesitatea identificării echitabile şi cuantificabile a participării actorilor la furnizarea şi/sau achiziţionarea diverselor categorii de servicii.

<u>O a doua etapă</u> ar trebui să se refere la crearea unei pieţe concurenţiale de *servicii auxiliare* (cu mai mulţi furnizori şi mai mulţi cumpărători), care să permită, în timp, stabilirea preţului acestor servicii pe baza valorii lor de piaţă.

**Principalele documente consultate:**


[1] FERC, *Promoting wholesales Competition through Open Access Services by Public Utilities*, Order no. 888, April 1996

[2] CIGRE / Joint Working Group 39/11, *Exchange of Services between Large Electricity Generating Plants and High Voltage Electric Power Systems*, April 1999.

[3] ANRE, *Codul Comercial al pieţei angro de energie electrică*, Iulie 1999.

[4] ANRE, *Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciile de sistem*, August 1999.

[5] ANRE, *Codul tehnic al reţelei de transport*, Aprilie 2000.

[6] NGC, *Grid Code*, Revision 30, March 2000.

[7] Eurelectric, *Connection Rules for Generation and Management of Ancillary Services*, 2000.

[8] NECA, *National Electricity Code*, July 2000

[9] NEMMCO, *Market Ancillary Services Specification*, December 2000.

[10] TRAPEC S.A., *Studiu de fezabilitate pentru sistemul de telecontorizare energie electrică şi servicii de sistem la Hidroelectrica S.A.*, Decembrie 2000

[11] NEMMCO, *AS Monitor WEB*, February 2001.

[12] Lohan, O. *Piaţa serviciilor de sistem – o nouă provocare pentru producătorii de energie electrică*, februarie 2001.


**Referent: ing. Alexandru Săndulescu - ANRE**

**(Primit la 22 februarie 2001, acceptat la 9 martie 2001)**

○

**COMENTARII**

Multe din aspectele prezentate în articol ar necesita o discuţie de detaliu, cu aplicare directă la piaţa de energie din România.

Consider ca minim necesar prezentarea următoarelor aspecte de principiu:

orice reglementare introdusă pentru funcţionarea pieţei de energie electrică trebuie să urmărească strict scopul propus şi posibilitatea de aplicare, în condiţiile de organizare a sectorului energetic.

Cred că trebuie făcută o deosebire netă între:

- acele acţiuni care, în conformitate cu normele şi reglementările tehnice în vigoare, sunt realizate prin dotarea tehnică a fiecărei entităţi energetice (de ex.: reglajul primar sau reglajul dorit de tensiune la un generator; protecţia prin relee şi altele), se realizează pe toate nivelurile ierahice (centrale, RET, RED, consumator) la comanda operatorilor respectivi şi **ajută**

funcţionarea ansamblului SEN, fără a avea însă un caracter auxiliar al acestuia; şi

- acele acţiuni asigurate la cererea Operatorului de Sistem de către participanţi la piaţă abilitaţi pentru aceasta, în vederea asigurării funcţionării sigure şi la parametrii normaţi a SEN, în condiţii aleatoare, diferite de programarea zilnică (consum, producţie, configuraţie şi altele).

Acestea din urmă, avute în vedere ca posibilitate la proiectarea instalaţiilor sistemului, se realizează **exclusiv** la nivelul ansamblului, al generării şi transportului şi au fost denumite din această cauză "servicii de sistem" (funcţionale şi tehnice).

Deşi ele sunt folosite dintotdeauna (se făcea proză fără să se ştie), necesitatea definirii lor clare, separat de toate celelalte activităţi care **ajută** funcţionarea SEN, a apărut o dată cu liberalizarea pieţei de energie electrică, cu necesitatea de plată (decontare–facturare) a serviciilor asigurate – în cea mai mare parte de producător – la **cererea** expresă a Operatorului de Sistem (prin programarea zilnică şi în timp real).

În sensul celor prezentate, reglementările ANRE actuale – susceptibile de a fi corectate pe măsura aplicării lor şi stabilirii unor posibilităţi de îmbunătăţire – sunt corespunzătoare (a se vedea cap. 7 Cod RET). Trebuie remarcat că, pentru a permite o cît mai bună separare a serviciilor de sistem, s-a admis, de exemplu, ca rezerva turnantă reală să fie împărţită în bandă de reglaj secundar şi ce rămîne să se denumească rezervă turnantă.

Atenţie! Nu este o greşeală. Este un exemplu de convenţie pentru a se simplifica facturarea.

Aparatele care determină energiile livrate sub formă de "servicii de sistem" nu sunt încă omologate metrologic şi deci nu intră în sistemele de metering ale pieţei în ansamblu.

De remarcat că "funcţia de sistem" nu este definită în articol.

**ing. Hermina Albert - ISPE**

*

*Procesul de restructurare a sectorului energiei presupune parcurgerea unei perioade de tranziţie, de introducere treptată a mecanismelor concurenţiale în activităţile de producere şi furnizare, inclusiv în furnizarea serviciilor de sistem.*

*În privinţa serviciilor de sistem tranziţia presupune:*

*1) definirea pentru început a unor mecanisme simplificate de cuantificare şi contractare, urmată de creşterea în timp a complexităţii acestora prin:*

- *creşterea treptată a numărului de servicii de sistem plătite;*
- *crearea unor mecanisme simplificate de estimare a volumului de servicii de sistem realizat şi perfecţionarea în timp a acestor mecanisme;*
- *limitarea pentru început a numărului furnizorilor de servicii de sistem tehnologice la principalii producători;*

*2) trecerea de la împărţirea între furnizorii de servicii de sistem, într-un mod reglementat, a unei sume fixe, prevăzute în acest scop în structura tarifelor reglementate, la o piaţă concurenţială pentru aceste servicii.*

*Reglementările emise pînă în prezent de către ANRE cu privire la serviciiile de sistem asigură primii paşi în această tranziţie.*

*O problemă deosebită apărută în aplicarea reglementărilor o constituie confuzia terminologică creată între cele două sensuri cu care a fost utilizată sintagma "servicii de sistem", asociată unor relaţii contractuale distincte:*

*– pentru desemnarea sumelor plătite de participanţii la piaţă (producători) către C.N. Transelectrica pentru asigurarea funcţionării SEN şi a pieţei de energie, alături de tariful de transport şi tariful pentru administrarea pieţei angro;*

*– pentru desemnarea sumelor cu care C.N. Transelectrica plăteşte producătorii pentru furnizarea de servicii de sistem tehnologice.*

*Considerăm necesară efectuarea unei distincţii între cele două înţelesuri, utilizate de altfel pentru aspecte şi în relaţii contractuale diferite, distincţie ce se poate realiza terminologic. În acest sens poate că nu este cea mai bună soluţie introducerea denumirii de "servicii auxiliare", iar identificarea unui nou cuvînt sau a unei expresii care să asigure distincţia terminologică ar fi utilă.*

**Alex. Săndulescu - ANRE**

# Strategia măsurării puterii şi energiei electrice în SEN

**ing. Hermina ALBERT, dr. ing. Fănică VATRĂ, ing. Anca MIHĂILESCU, ing. Ana POIDA***

*În articol se prezintă o strategie de măsurare a puterii şi energiei electrice în condiţiile pieţei libere de energie electrică şi ţinînd seama de noua structură organizatorică a sectorului energetic.*

*Sunt evidenţiate scopurile măsurării şi caracteristicile acesteia în fiecare caz in parte.*

*The article presents a strategy for power and electricity measuring in the conditions of a liberalized electricity market taking into account the organizational structure of the energy sector.*

*The objectives and characteristics of the measurement in each particular case are underlined.*

Descriptori: putere, energie electrică, măsurare, Sistem de Metering

## Introducere

Procesul tehnologic aferent alimentării cu energie electrică a "clienţilor" (fig.1) implică, evident:

- Asigurarea surselor prin:
  - generare în centralele electrice:
    - de mare putere, racordate la reţeaua de transport (750 kV, 400 kV şi 220 kV);
    - de putere medie (de regulă pînă la 100 MW putere instalată), racordate la reţeaua de repartiţie (110 kV);
    - de mică putere (de regulă, pînă la 30 MW putere instalată), racordate la reţeaua de medie tensiune;
  - import din sistemele energetice vecine:
    - de regulă la 220 kV - 750 kV;
    - uneori la 110 kV.
- Realizarea transportului, de la sursele care debitează în reţele cu tensiunea peste 110 kV spre reţelele de repartiţie şi marii consumatori.
- Realizarea exportului.
- Realizarea furnizării energiei elec-rice la consumatori prin reţelele de transport şi repartiţie (de regulă pentru marii consumatori industriali) şi reţelele de distribuţie la MT şi JT prin intermediul furnizorilor de energie electrică.

Delimitarea între transport şi distribuţie se face la 110 kV (punctele $B_1$ din figura 1), respectiv pe partea de 110 kV a transformatoarelor de 400/110 kV şi 220/110 kV, precum şi în punctele $C_1$ în cazul în care sunt alimentaţi consumatori la 220 kV (de exemplu Combinatul de Aluminiu Slatina).

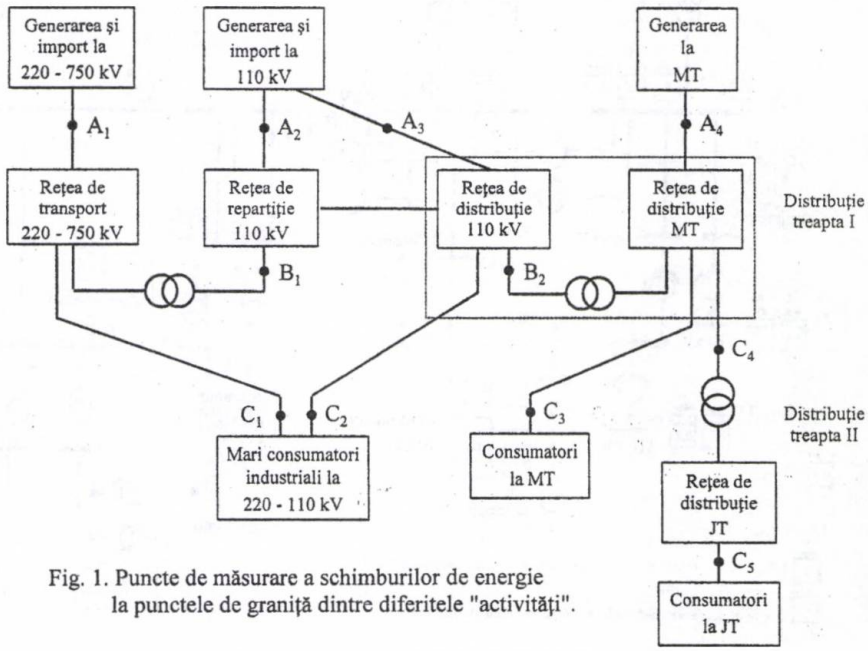



Fig. 1. Puncte de măsurare a schimburilor de energie la punctele de graniţă dintre diferitele "activităţi".

Procesele tehnologice ale sucursalelor de distribuţie a energiei electrice cuprind atît pierderile în reţelele de 110 kV de repartiţie de pe propriul teritoriu, cît şi pierderile în reţelele de 110 kV, MT şi JT care alimentează radial clienţi ai sucursalei respective.

Necesitatea revederii şi completării concepţiei de măsurare a puterii şi a energiei electrice, se impune acum ca urmare a dezvoltării pieţei libere de energie electrică şi a noilor structuri organizatorice în cadrul sectorului energetic.

Strategia măsurării puterii şi a energiei electrice trebuie să ţină seama de scopul acesteia, mai precis cine va fi beneficiarul măsurărilor, din aceasta decurgînd necesităţile de periodicitate, acurateţe şi timpii de transmisiuni. În acest sens, în "Regulamentul de măsurare" sunt stipulate o serie de condiţii ce trebuie avute în vedere în cazul măsurărilor ce constituie parte componentă a Sistemului de Metering destinat pieţei angro de energie, iar în normativul PE 029/97 restricţiile referitoare la măsurările destinate conducerii operative.

Măsurările de putere, respectiv de energie electrică, pot avea ca scop:

- decontarea/facturarea (între participanţii la piaţă - fig.1);
- conducerea operativă, prin componenta sa gestiunea operativă a energiei;
- evidenţă, analize – politici – prognoze (de exemplu stabilirea consumurilor tehnologice într-o centrală electrică şi altele).

În figura 2 se exemplifică separarea între măsurarea energiei electrice pentru decontare/facturare şi cea pentru evidenţă (în cadrul unităţilor, de exemplu centrală, SD şi altele).

## 1. Măsurarea puterii şi a energiei electrice pentru decontare/facturare

În conformitate cu reglementările în vigoare este necesar să se măsoare:

* ISPE

- puterea medie orară netă pe grupurile generatoare dispecerizabile şi preluată de consumatori pe baza căreia Operatorul Comercial stabileşte obligaţiile de plată între participanţii la piaţă;
- puterea maximă, pentru cazul aplicării unor tarife tip binom, în principal la consumatorii industriali;
- energia electrică în punctele de schimb între participanţii la piaţa de energie (fig.2).

optimizarea funcţionării reţelelor de foarte înaltă tensiune (uneori pentru evitarea depăşirii tensiunilor maxime admise, alteori pentru reducerea consumului de mers în gol) sunt deconectate liniile de 400 kV sau de 220 kV, iar tranzitul de energie electrică (de fapt transport) se efectuează prin reţelele de 110 kV din zonele respective. Şi în acest caz, măsurarea (gestiunea) energiei electrice tranzitate către sistemul de calcul instalat la punctul de dispecer).

În raport cu practica actuală se mai menţionează faptul că nu mai apare ca necesară - pentru decontarea între participanţi - efectuarea balanţei de energii pe nodurile reţelei de transport sau repartiţie.

Aceasta simplifică în mod esenţial atît dotarea, cît şi activitatea de mentenanţă pentru măsurarea energiei electrice.

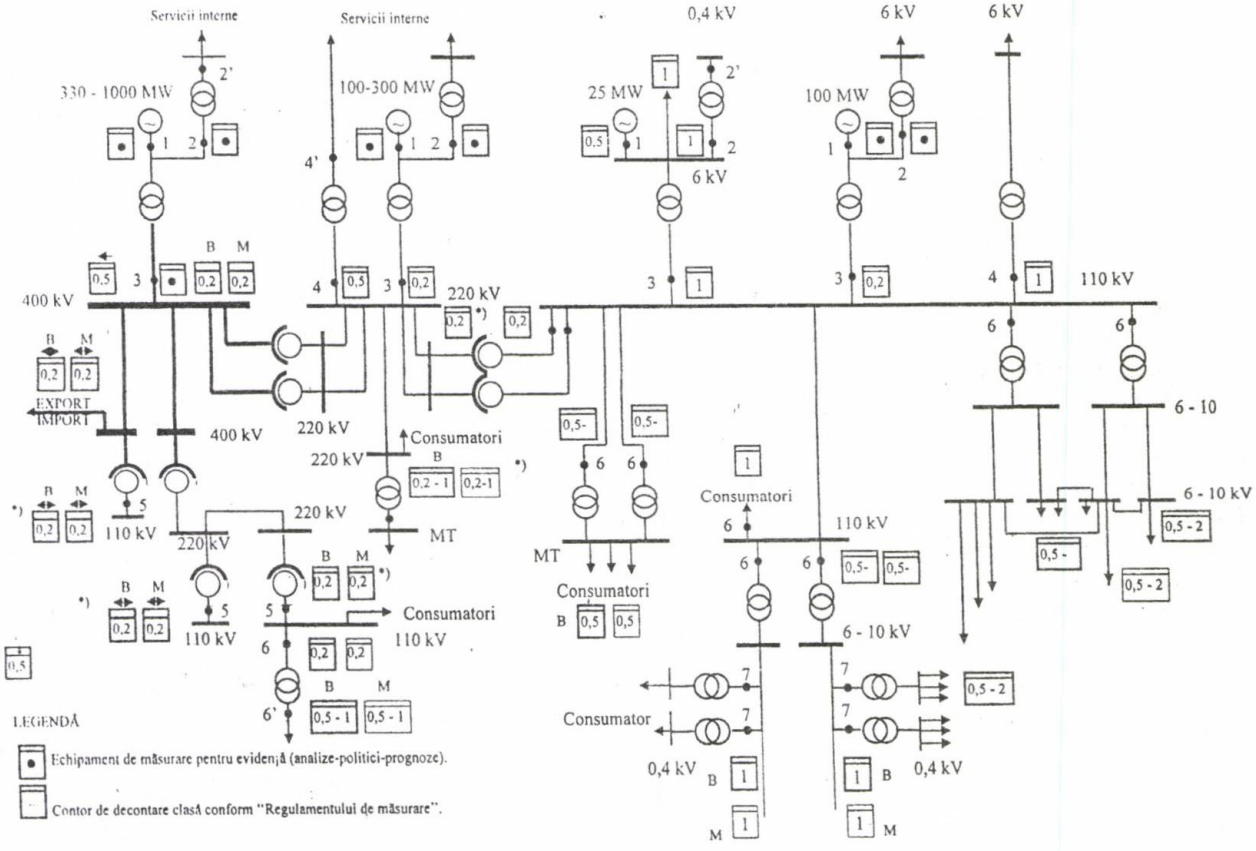



Fig. 2. Schema de principiu privind modul de amplasare a contoarelor pentru decontare şi evidenţă a energiei electrice.

**Notă.** * Reţeaua de transport se consideră a fi formată numai din reţele de 750, 400 şi 220 kV (nu sunt necesare, dacă nu se determină separat pierderile în reţelele de 110 kV).

Un alt aspect deosebit de important, şi care conduce la necesitatea montării de grupuri de măsurare a energiei electrice în reţeaua de 110 kV pentru decontare, îl constituie faptul că prin reţelele de 110 kV ale multor societăţi de distribuţie se face "tranzit" de energie, care va trebui evidenţiat, deoarece vor trebui evaluate pierderile suplimentare pentru care societatea de distribuţie va trebui să fie plătită. Mai mult chiar, în unele zone ale SEN - ca de exemplu Moldova - pentru

## 2. Măsurarea puterii şi a energiei electrice pentru conducerea operativă

Puterea momentană ($P$ şi $Q$) pe toate elementele reţelei (inclusiv surse) aflată în comanda operativă a unei anumite trepte va fi achiziţionată prin sistemul SCADA aferent.

Această putere este necesară, în principal, pentru:

- verificarea permanentă a regimului de funcţionare (în raport cu parametrii normali);

• estimarea stării sistemului care va permite:
  - calculul pierderilor de putere;
  - analiza siguranţei în funcţionare;
  - optimizarea regimului de funcţionare;
• pentru realizarea funcţiunii de reglaj frecvenţă - putere de schimb (cu referire la puterile înregistrate pe liniile de interconexiune);
• asigurarea gestiunii operative a energiei electrice obţinute în timp real pe perioada dorită (secunde, minute, ore):
  - la nivel DEN, informaţiile necesare pentru o prognoză pe termen scurt (următoarele ore) permite pregătirea regimului optim pentru perioda imediat următoare;
  - la nivelul dispecerilor /companiilor de distribuţie cunoaşterea consumurilor de energie electrică în diferite noduri ale reţelei de distribuţie, ceea ce le va permite să efectueze o prognoză pe termen scurt şi să optimizeze punctele de schimb cu reţeua de transport şi eventual să liciteze - pe perioade scurte - achiziţia de energie electrică (ca puncte de achiziţie şi valoare).

Necesitatea realizării gestiunii operative a energiei electrice la nivelul societăţilor de distribuţie impune, pentru a face faţă cerinţelor unei economii de piaţă, implementarea de urgenţă a unor sisteme informatice adecvate, care să permită achiziţionarea în timp real, din punctele de achiziţie/ livrare de energie, a informaţiilor necesare şi pentru optimizarea distribuţiei acesteia. Inexistenţa unor astfel de sisteme informatice va avea drept consecinţă imposibilitatea participării dispecerilor de distribuţie la bursa de energie electrică, deoarece nu vor dispune de informaţiile necesare pentru a lua decizii în deplină cunoştinţă de cauză.

Aceste sisteme informatice destinate gestiunii operative a energiei electrice la nivelul societăţilor de distribuţie vor constitui prima etapă de implementare a viitoarelor sisteme informatice DMS/SCADA destinate conducerii operative a reţelelor de distribuţie.

În cadrul gestiunii operative se remarcă faptul că poate apărea necesitatea ca aceasta să se realizeze chiar - practic instantaneu - cu actualizarea datelor la 1s. Spre exemplu, o astfel de gestiune se realizează la sediul Dispecerului Energetic Naţional al Poloniei (Varşovia), căruia, suplimentar faţă de funcţiunile ce-i sunt alocate conform statutului său, i-a fost atribuită şi funcţiunea de urmărire a funcţionării interconectate a ţărilor central europene şi sub aspectul cerere şi ofertă versus prognoză.

## 3. Măsurarea puterii şi a energiei electrice, pentru evidenţă (analize - politici - prognoze)

Nu apare necesară, în mod deosebit, măsurarea puterii pentru evidenţă.

Este necesară măsurarea:

- energiei electrice care defineşte conturul fiecărei unităţi (centrală electrică, SD etc.) - suplimentar faţă de măsurarea energiei pentru decontare - cu scopul determinării randamentului în funcţionare (consumurilor proprii) a respectivei instalaţii (vezi fig. 2) etc.;

- energiei electrice vehiculate prin elementele aceleiaşi categorii de reţea, care se poate face cu contoare cu un grad de exactitate mai mic (de exemplu contoare monofazate etalonate trifazat) sau se poate determina prin echipamente utilizate pentru achiziţionarea operativă a datelor.

## Concluzii

1. *Măsurarea puterii, respectiv a energiei electrice*, trebuie organizată în raport cu scopul acesteia:

- de decontare/facturare între participanţii la piaţă; - pentru conducerea operativă;

- de evidenţă (analize – politici – prognoze).

2. *Măsurarea pentru decontare/ facturare* comportă echipamente de măsurare a puterii (valori maxime şi medii), respectiv a energiei electrice, omologate metrologic în acest scop, încadrate într-un Sistem de Metering - reglementat la nivel naţional- aferent fiecărui contur (activitate).

De regulă, informaţiile se culeg ca valori medii la 15 minute.

3. *Măsurarea pentru conducerea operativă* se realizează prin sisteme de tip SCADA pentru puteri şi se obţin informaţiile necesare pentru gestiunea operativă a energiei electrice pe intervale dorite prin prelucrarea acestor informaţii.

4. *Măsurarea pentru evidenţă* se organizează şi se dotează de către fiecare unitate în parte (centrală, SD, consumator şi altele) după principii şi cerinţe proprii, ea avînd ca scop realizarea managementului în unitatea respectivă.

5. Se remarcă faptul că respectarea Codului (Regulamentului) de măsurare este obligatorie numai pentru relaţiile pentru participanţii la piaţă (pînă la relaţia furnizor-consumator final).

**Referent: dr. ing. Badea Popa - ICEMENERG**

**(Primit la 8 februarie 2001, acceptat la 27 februarie 2001)**

# Strategii pentru măsurarea cantităţilor de energie tranzacţionate pe piaţa angro de energie electrică

**ing. Oana FLOREA***

*Restructurarea sectorului energetic românesc şi deschiderea pieţei de energie electrică are un impact deosebit asupra sistemelor de măsurare a energiei electrice. Autoritatea Naţională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE) a elaborat noi reglementări în ceea ce priveşte sistemele de măsurare a energiei electrice (Regulamentul de măsurare a cantităţilor de energie electrică tranzacţionate pe piaţa angro, denumit în continuare Regulament). Aceste reglementări cuprind noi cerinţe pentru echipamentele de măsurare, precum şi pentru sistemele de citire automată a contoarelor.*

*Înregistrarea corectă a cantităţilor de energie electrică, precum şi preluarea, transmiterea şi prelucrarea datelor orare măsurate de echipamentele din punctele de schimb dintre participanţii la piaţă sunt esenţiale în stabilirea obligaţiilor de plată ce decurg din tranzacţiile desfăşurate pe piaţa energiei electrice.*

---

*The Romanian energy sector restructuring and the opening of the electricity market has a special impact on the electricity measurement systems. The National Energy Regulatory Authority (ANRE) has developed new regulations relating to the electricity measurement systems (, Regulation on the measurement of the electricity transacted on the wholesale market, hereinwith referred to as the Regulations). These regulations include the new requirements for the metering equipment, as well as the automatic meter reading systems.*

*The correct recording of electricity amounts, as well as the gathering, transmission and processing of the hourly data measured by the equipment in the exchange points between the market participants are essential to establishing the payment obligations resulting from the transactions carried out on the electricity market.*

Descriptori: echipamente de măsurare a energiei electrice, sisteme de citire automată a contoarelor, puncte de tranzacţionare a energiei electrice, obligaţii de plată

## Introducere

În calitate de administrator al pieţei de electricitate din România, Operatorul Pieţei de Energie Electrică are funcţia principală de a determina obligaţiile de plată şi drepturile rezultate în urma schimburilor de energie efectiv realizate în SEN între participanţii la piaţă, relativ la aranjamentele comerciale încheiate între aceştia şi ţinînd seama de ofertele de pe piaţa spot. Este deci necesar ca zilnic, datele orare măsurate cu o zi înainte în toate punctele de măsurare ce alcătuiesc conturul tuturor participanţilor la piaţă să ajungă la Operatorul Pieţei de Energie Electrică. Pe baza acestor date, Operatorul Pieţei de Energie Electrică stabileşte, în mod corect şi imparţial, sumele datorate/cuvenite de fiecare participant, pentru fiecare interval bază de decontare şi pentru fiecare tranzacţie încheiată pe piaţă. Este interesul participanţilor la piaţă să măsoare energiile schimbate pe conturul propriu şi ca aceste date să ajungă la Operatorul Pieţei de Energie Electrică. De corectitudinea datelor primite depind notele de regularizare emise de Operatorul Pieţei de Energie Electrică şi deci, corectitudinea fluxurilor financiare din piaţă.

În acest sens, Operatorul Pieţei de Energie Electrică, în colaborare cu entităţile participante la piaţă, a creat o bază de date cu punctele de schimb de energie, care cuprinde caracteristicile tehnice ale grupurilor de măsurare a energiei electrice. Această bază de date este în permanenţă actualizată, pe măsură ce apar noi participanţi la piaţă sau se modifică contururile celor existenţi.

## Cerinţe de bază pentru măsurarea cantităţilor de energie tranzacţionate pe piaţa angro

Principalele cerinţe tehnice pentru echipamentele de măsurare a energiei electrice, aşa cum sunt formulate în reglementările ANRE, sunt următoarele:

- pentru măsurarea cantităţilor de energie electrică tranzacţionate pe piaţa angro se folosesc numai contoare statice (electronice);
- contoarele înregistrează indecsurile orare pentru energia activă (şi reactivă, acolo unde este cazul);
- nu este permisă refacerea indecsurilor orare din curba de sarcină;
- clasele de precizie ale contoarelor depind de caracteristicile locului de măsurare (fluxul de energie vehiculat);
- clasele de precizie ale transformatoarelor de curent şi tensiune depind şi ele de cantitatea de energie vehiculată;
- legătura contor-concentrator se poate realiza prin diferite metode, utilizîndu-se unul din protocoalele standard CEI 1107, DLMS, CEI 870-5, sau orice alt protocol de comunicaţie acceptat de cel puţin trei producători independenţi;
- concentratoarele înregistrează indecsurile orare transmise de contoarele aflate în subordine; nu este admisă transmiterea datelor de la contoare pe soluţii bazate pe numărarea impulsurilor;
- comunicaţia cu contorul, inclusiv citirea de la distanţă a indecsurilor, se realizează indiferent dacă tensiunile de măsurare sunt prezente sau nu;
- citirea datelor trebuie să fie sincronă;
- transmiterea datelor de la punctul central la entităţile interesate (Operatorul Pieţei de Energie Electrică, Operatorul de Sistem) se face agregat, nu mai rar de o dată pe zi.

## Sistemul de măsurare existent

Sistemul de măsurare al pieţei angro de energie electrică include:

* Transelectrica S.A. - Doc

# O nouă etapă în contractarea şi ofertarea unor proiecte CDI în domeniul energiei, finanţate în cadrul Programului de Relansare Economică prin Cercetare şi Inovare – RELANSIN

*În luna ianuarie 2001 au fost încheiate noi contracte pentru proiecte CDI selectate în urma competiţiei din anul 2000, vizând toate subprogramele RELANSIN, dar şi toate ramurile şi domeniile economice. În domeniul energiei, portofoliul de proiecte contractate a crescut cu 24, totalul cercetărilor cofinanţate prin programul RELANSIN început din 1999, depăşind 70.*

*Ca şi anii trecuţi cele mai numeroase proiecte fac parte din subprogramele 3-MODERNIZARE (60%) şi 1-Intreprinderi mici şi mijlocii (18%). Această situaţie pare normală în industria energetică mare care are nevoie, în primul rând, de proiecte de modernizare, în timp ce relansarea economică a unor IMM prin contribuţia lor la această industrie poate consta în promovarea de soluţii conexe sau colaterale.*

*Este interesant de semnalat şi situaţia contractelor pe principalele subdomenii energetice:*

- *centrale termoelectrice 20%;*
- *centrale hidroelectrice şi surse regenerabile 17%;*
- *transportul şi distribuţia energiei electrice 9%;*
- *utilizarea eficientă şi economisirea energiei 21%;*
- *piaţa energiei 5%;*
- *managementul mediului 3%;*
- *altele 25%.*

*În luna februarie 2001 s-a derulat o nouă competiţie de oferte proiecte CDI. Din cele 1500 noi propuneri de proiecte circa 130 sunt din domeniul energiei sau din domenii conexe (ca electronica, mediul ş.a.), iar dintre acestea peste 45 au fost evaluate cu un punctaj ce le va permite probabil promovarea la contractare.*

*

*Conform angajamentelor asumate de ASTER revista „Energetica" pune periodic la dispoziţia cititorilor aceste pagini speciale pentru prezentarea succintă a stadiului unor proiecte RELANSIN din domeniul energiei, întregul conţinut tehnico-ştiinţific fiind în responsabilitatea autorilor.*

*În acest supliment prezentăm alte două proiecte din domeniul energiei:*

*Primul se referă la o cercetare în curs de derulare urmărind creşterea eficienţei energetice şi reducerea conţinutului de $SO_2$ din gazele de ardere provenite de la cazane fără preîncălzitor de aer utilizând un echipament recuperator-desulfurator cu panouri condensatoare.*

*Al doilea proiect, finalizat, vizează transferul tehnologic către o IMM a reţetei şi procedeelor de realizare a unei soluţii ignifuge termospumante pentru cabluri electrice, aspectele practice fiind deosebit de încurajatoare. Menţionăm că pentru noutatea compoziţiei soluţiei, la Salonul Internaţional al Invenţiilor de la Geneva, aprilie 2001, propunerea de brevet a obţinut medalia de aur.*

**ing. Gheorghe VOICU - ASTER**

# Creşterea eficienţei energetice concomitent cu reducerea poluării cu oxizi de sulf cu ajutorul unui echipament unitar la cazanele energetice şi industriale fără preîncălzitor de aer

**dr. ing. ELISABETA PĂSCULETE, ing. ANTON ANTONESCU, ing. CORNELIA COMŞA***
**prof. dr. ing. NICOLAE ANTONESCU, dr. ing. NICOLAE N. ANTONESCU, dr. ing. PAUL STĂNESCU****

Proiect: **Echipament de recuperare a căldurii şi reţinere a $SO_2$ din gazele de ardere evacuate de la cazane fără preîncălzitor de aer.**
Contract: 587/2000
Executant: SC ICPET CERCETARE SA
Finanţare: AMCSIT-POLITEHNICA
Beneficiar si cofinanţator: SC TEHNOERG SA
Durata proiectului: 2 ani
Persoana de contact: Anton Antonescu-Tel.:323.42.76
Fax:321.41.70 ; e-mail:pasculete@icpetcercetare.pcnet.ro

## Introducere

Într-un studiu efectuat de L'Institute Français de l'Energie (IFE) privitor la piaţa europeană se trage concluzia că centralele mici (sub 50 $MW_{th}$) sunt responsabile de 5-15 % din sursele staţionare de emisii de $SO_2$ ale ţărilor Comunităţii Europene, acestea, în majoritatea cazurilor, nedispunând de echipamente de desulfurare. În ţara noastră nu s-au aplicat, până în prezent, tehnologii de reţinere a $SO_2$ din gazele de ardere înainte de evacuare la coş, în instalaţii termoenergetice mari sau în centrale mici. Legislaţia în vigoare impune, însă, adoptarea de soluţii tehnice care să asigure reducerea conţinutului de $SO_2$ pentru înscrierea în normative.

Problema eliminării $SO_2$ din gazele de ardere de la coş a fost, datorită complexităţii, unul din cele mai cercetate subiecte referitoare la purificarea gazelor. În literatură sunt prezentate numeroase procedee de reducere a conţinutului de $SO_2$ din gaze, toate caracterizându-se, în general, prin scheme tehnologice mai complexe, prin consumuri de diferiţi reactivi chimici. O altă problemă o constituie recuperarea căldurii din gazele de ardere rezultate la arderea combustibililor în cazane de capacitate mică, fără preîncălzitor de aer. Potenţialul termic al gazelor de ardere evacuate, la o temperatură medie de 200$^0$C, atinge 15% din energia combustibilului, din care recuperabile sunt 8-10%.

În acest sens, proiectul propune implementarea şi în România a unei soluţii aplicate pe scară largă în Elveţia, Franţa, Canada (sistemul FUMEX) şi în USA (sistemul CHX), care se bazează pe fenomenul condensării peliculare şi are ca echipament principal un recuperator-condensator

* SC ICPET CERCETARE SA
** Universitatea Tehnică de Construcţii Bucureşti – Facultatea de Instalaţii

(condensing heat exchanger) . Pe această bază s-a elaborat o soluţie originală aplicabilă la cazanele fără preîncălzitor de aer din România: recuperator-desulfurator cu panouri condensatoare .

**Aspecte teoretice**

Acest echipament se bazeaza pe fenomenul de condensare peliculară, aducând astfel un aport important de căldură, datorat condensării simultane a vaporilor de apă, de $SO_3$ respectiv $SO_2$, sub forma unei pelicule de acid sulfuric, suplimentar faţă de aportul de căldură datorat schimbului convectiv dintre gazele de ardere şi suprafaţa de schimb de căldură (caracteristic schimbătoarelor de căldură convenţionale). În acelaşi timp el realizează reţinerea, prin condensare forţată la punctul de rouă al vaporilor acizi (temperatura peretelui exterior al suprafeţei de schimb de căldură: 74°C), a întregii cantităţi de $SO_3$ şi a unei părţi importante din cantitatea de $SO_2$ din gazele de ardere evacuate (gradul de reţinere al oxizilor de sulf: 76%), cu efecte benefice din punct de vedere ecologic (emisia de SOx la coş: 813 mg/m$^{3*}$).

În recuperatorul-desulfurator au loc concomitent trei procese:

- transferul de masă prin difuzie şi convecţie, constând în deplasarea vaporilor spre suprafaţa peliculei de condensat;
- transferul de căldură convectiv între gazele de ardere şi pelicula de condensat;
- transmiterea căldurii degajate prin condensare pe suprafeţe răcite prin conducţie în peliculă de condensat (aceasta este semnificativă în raport cu cantitatea de căldură transmisă convectiv de la gazele de ardere).

Presupunând pentru simplificare că temperatura exterioară şi interioară a peretelui ţevii panoului desulfurator este aceeaşi (ţinând seama de valoarea mare a conductibilităţii termice a oţelului), bilanţul termic al peretelui ţevii rezultă:

$$\alpha_{cond}(t_r - t_p) + \alpha_{conv}(t_g - t_p) = \alpha_{apa}(t_p - t_a), \quad (1)$$

unde:

$\alpha_{cond}$ este coeficientul de schimb de căldură convectiv în condensaţie, [W/(m$^2$ °C)];

$\alpha_{conv}$ - coeficientul de schimb de căldură prin convecţie între gazele de ardere şi peretele ţevii, [W/(m$^2$ °C)];

$\alpha_{apa}$ - coeficientul de schimb de căldură prin convecţie între peretele ţevii şi apa de răcire, [W/(m$^2$ °C)];

$t_r$ - temperatura de rouă a vaporilor acizi, [°C];

$t_a$ - temperatura apei de răcire, [°C];

$t_g$ - temperatura gazelor de ardere, [°C];

$t_p$ - temperatura peretelui ţevii de panou, [°C].

Un prim efect util este condensarea vaporilor de $H_2SO_4$ din gazele de ardere. Debitul condensat pe panou este:

$$G_{cond} = \frac{\alpha_{cond} \cdot (t_{gm} - t_{pe}) \cdot F_{ext}}{r_{cond}}, \quad (2)$$

unde: $t_{pe}$ este temperatura peretelui exterior,

sau: $G_{cond} = J_a \cdot F_{ext}$ (3)

Un al doilea efect util este încălzirea apei din interiorul ţevilor. Apa preia căldura atât de la condensarea vaporilor, cât şi de la convecţia gazelor de ardere.

Căldura preluată $Q_{apa}$ este :

$$Q_{apa} = (\alpha_{conv} + \alpha_{cond}) \cdot (t_{gm} - t_{pe}) \cdot F_{ext} \quad (4)$$

sau: $$Q_{apa} = \alpha_{apa} \cdot (t_{pi} - t_a) \cdot F_{ext} \quad (5)$$

Acest debit de căldura determină în intervalul de temperatură impus apei $t_{ai}$ şi $t_{ae}$, debitul de apă care se va încălzi în panourile condensatoare:

$$G_{apa} = \frac{Q_{apa}}{C_{apa} \cdot (t_{ae} - t_{ai})} \quad (6)$$

Datorită iteraţiilor care trebuie efectuate pe parcursul calculului, cât şi interpolărilor necesare pentru extragerea unor date din tabele, calculul efectiv în variantele propuse s-a efectuat cu ajutorul programului de calcul "DESULF" conceput pentru dimensionarea acestui tip de recuperatoar – desulfuratoar.

**Aspecte practice**

Recuperatorul-desulfurator are suprafaţa de schimb de căldură formată din serpentine din ţeavă de oţel inoxidabil, fiind realizat compact (dimensiunile gabaritice: 0,70x0,60x0,96) şi se amplasează la partea superioară a cazanului pe traseul gazelor de ardere înainte de coş. Echipamentul realizează desulfurarea gazelor de ardere evacuate (emisia de SOx la coş: 813 mg/m$^{3*}$<1700 mg/m$^{3*}$ norma de emisie), recuperarea căldurii de condensare a vaporilor acizi şi a unei părţi din căldura sensibilă a gazelor de ardere evacuate (temperatura gazelor intrare/ieşire: 200°C/110°C), încălzind un debit de 1200 kg/h apă de la 20°C la 70°C, care poate fi utilizat ca apă de alimentare a cazanului, crescând astfel eficienţa acestuia. Acesta afectează foarte puţin tirajul cazanului, ventilatorul de aer existent suplinind cu succes pierderea de presiune. Condensatul acid rezultat din recuperatorul-condensator va fi reţinut într-un vas de neutralizare, în care se va menţine un pH neutru prin adaos de carbonat de sodiu, după neutralizare acesta putând fi evacuat la canal.

**Efecte scontate**

Reducerea pierderii cu gazele de ardere evacuate, care este mare la acest tip de cazane, creşterea randamentului pe baza preîncălzirii apei de alimentare şi deci creşterea eficienţei energetice şi nu în ultimul rând desulfurarea gazelor de ardere evacuate la valori sub normele de emisie stabilite, chiar în cazul utilizării unor combustibili cu conţinut de sulf ridicat (păcuri cu 2,5-3,3% sulf).

**Concluzie**

Echipamentul îndeplineşte cele două deziderate ale proiectului: eficientizarea cazanului ABA de 2 t/h prin încălzirea a 60 % din debitul de apă de alimentare a cazanului la 70°C pe seama recuperării căldurii de condensare a vaporilor acizi şi a unei părţi importante din căldura sensibilă a gazelor de ardere evacuate pe de o parte, iar pe de altă parte reducerea semnificativă a oxizilor de sulf cu 74%, în condiţiile unui cost relativ scăzut (o cantitate de circa 100 kg ţeavă de inox este necesară pentru realizarea suprafeţei de schimb de căldură) şi a unor dimensiuni gabaritice mici, amplasarea acestuia nepunând probleme deosebite.

*) m$^{3*}$ în condiţii normale de presiune şi temperatură

**BIBLIOGRAFIE**

[1] N. Antonescu, V. Caluianu, P. D. Stănescu, N. N. Antonescu. *Coşuri şi instalaţii de tiraj – procese şi metodici de calcul.* Ed. MATRIX ROM, Bucuresti, 2000

[2] D. Ştefănescu, A. Leca s.a. *Transfer de căldură şi masă.* Ed. Didactică şi Pedagogică, Bucureşti, 1983

[3] E. Păsculete, A. Antonescu. *Echipament de recuperare a căldurii şi reducerea $SO_2$ din gazele de ardere evacuate de la cazane fără preîncălzitor de aer.* Elaborare soluţie tehnică. Lucrare SC ICPET CERCETARE SA

# Soluţie ignifugă termospumantă APSA – C3 pentru cabluri electrice

**ing. LELIAN CIOROIANU, chim. GABRIELA CIOROIANU, sing. GABRIELA DAMIAN***

Proiect: **Soluţii ignifuge termospumante pentru cabluri electrice**
Contract: 166/1999
Executant: SC ICEMENERG SA
Finanţare: AMCSIT-POLITEHNICA
Beneficiar şi cofinanţator: ROMIND T&G Bucureşti
Durata proiectului: 1 an
Persoana de contact: Lelian Cioroianu; Tel: 3216966/252
Fax: 3222790; e-mail lelc@icemenerg.vsat.ro

## Introducere

Centralele electrice posedă un mare număr de cabluri electrice, de măsură, comandă şi forţă dispuse sub formă de poduri de cabluri amplasate în tunele, canale şi puţuri. În majoritatea cazurilor cablurile sunt izolate cu materiale combustibile, reprezentând un permanent pericol de incendiu.

Pentru a reduce pericolul apariţiei incendiilor în zonele în care există un mare număr de cabluri electrice sunt utilizate frecvent materiale de protecţie peliculogene ignifuge.

În cadrul proiectului s-a realizat o soluţie ignifugă termospumantă APSA - C3 pentru protecţia la foc a cablurilor electrice şi s-a realizat transferul tehnologic în vederea introducerii în fabricaţie la o societate comercială producătoare, ROMIND T&G Bucureşti.

Soluţia este un produs de protecţie la foc pe bază de răşini polivinilice cu uscare la aer care se aplică prin pensulare sau pulverizare.

Pe plan mondial sunt cunoscute produse ignifuge termospumante la costuri excesive. Soluţia ignifugă sintetizată în cadrul ICEMENERG este competitivă cu produse similare din import.

Elementele de noutate ştiinţifică ale compoziţiei soluţiei ignifuge termospumante sunt cuprinse în cererea de brevet de invenţie nr. 00720/2000, care a obţinut Medalia de Aur la cel de-al "29-lea Salon Internaţional al Invenţiilor, Tehnicilor şi Produselor Noi" Geneva-Elveţia din perioada 4–8 Aprilie 2001.

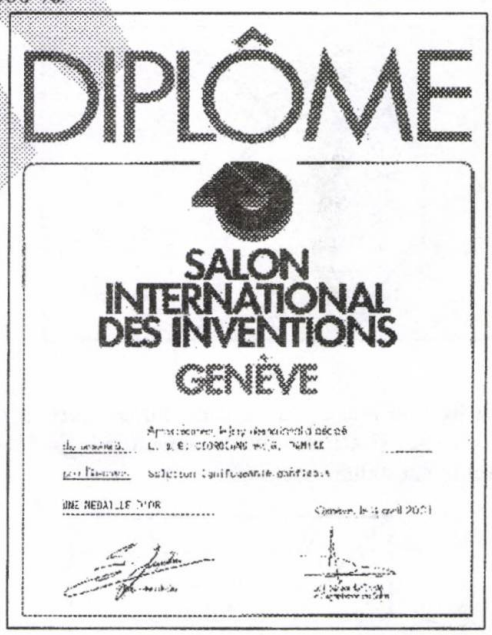
## Aspecte teoretice

Răşinile polivinilice sunt prezente în compoziţie alături de alte ingrediente într-un procentaj suficient de mare pentru asigurarea aderenţei, nedepăşind o valoare limită peste care materialul devine combustibil. În compoziţie intră un compus organic clorurat care are roluri multiple : de eliberare a clorului în procesul de combustie în vederea localizării incendiului, de creştere a adezivităţii şi ca agent de emulsionare. [1].

Agentul intumescent emite la temperatura de descompunere (120 - 400$^0$C) gaze incombustibile care expandează topitura formând o spumă uşoară care se descompune parţial şi se transformă într-o spumă carbonizată, rigidă şi refractară.

Recepturile pe bază de răşini polivinilice sunt stabile, prezenţa apei în receptură asigurând gradul de hidratare a umpluturii anorganice.

S-au obţinut pelicule cu indici de expandare între 3000-5000 %.




Schematic, mecanismul de producere a structurilor microcelulare este următorul:

a) sistemul de liere se înmoaie, mulţi dintre plastifianţi şi spumanţi se descompun şi emit vapori incombustibili ce acoperă suprafaţa, prevenind arderea componentelor;

b) catalizatorul se descompune rezultând un acid anorganic lichid care scade vâscozitatea;

c) sursa de carbon se topeşte şi reacţionează cu acidul reducându-se la carbon, rezultând vapori de apă;

d) produsul intumescent se descompune şi eliberează un gaz inert care expandează topitura într-o spumă uşoară;

e) la temperaturi ridicate stratul expandat se descompune parţial şi capătă o structură solidă asemănătoare cu spuma ceramică; acest strat intumescent ecranează substratul şi are bune proprietăţi izolatoare termic.

* S.C. ICEMENERG S.A. – Laboratorul materiale noi (LMN)

Straturile intumescente se obţin prin expandarea de 30-50 ori a volumului de polimer solid, ceea ce presupune reglarea condiţiilor de expandare astfel încât să rezulte o structură cu celule închise fără a se distruge membrana exterioară.

**Aspecte practice**

În cadrul proiectului s-a realizat o soluţie ignifugă termospumantă APSA - C3 pentru protecţia la foc a cablurilor electrice.

În figura 1 este prezentată variaţia indicelui de expandare (Iexp) pentru recepturile soluţiei ignifuge termospumante realizate, în funcţie de raportul liant/umplutură (L/U) şi de conţinutul de substanţe intumescente (%T).

Au fost realizate încercări în cadrul ICEMENERG-LMN conform STAS 11357-90 şi în laboratoarele Centrului de Studii şi Experimentări pentru Prevenirea Incendiilor conform STAS 12321-85, rezultatele semnificative fiind următoarele:

- Indicele de oxigen se înscrie în intervalul (31-50%), ceea ce corespunde la o clasă de combustibilitate $C_1$;
- Valorile rezultate pentru suprafaţa carbonizată şi pentru indicele de oxigen reflectă influenţa asupra comportării la foc a creşterii cantităţii de agenţi de expandare şi de şarje incombustibile.

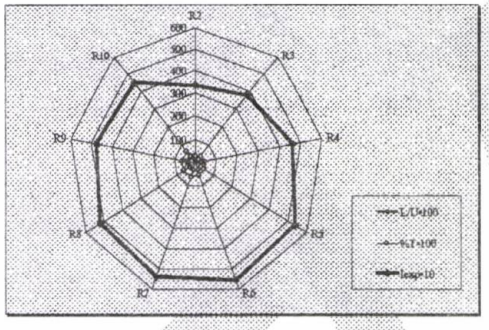


Fig. 1

În figurile 2 şi 3 sunt prezentate variaţiile suprafeţei carbonizate (Sc) şi a indicelui de oxigen (IO) în funcţie de conţinutul în substanţă uscată (Su).

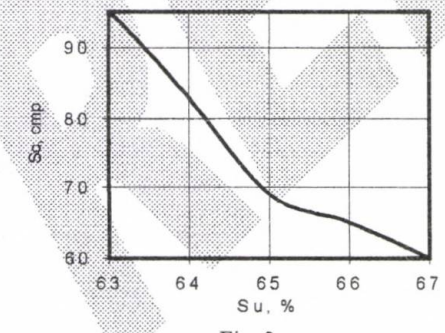



Fig. 2

Scăderea suprafeţei carbonizate şi creşterea cantităţii de oxigen necesar combustiei la creşterea cantităţii de agenţi de termospumare şi şarje incombustibile din compoziţie, reflectă creşterea rezistenţei la foc a soluţiei APSA-C3.

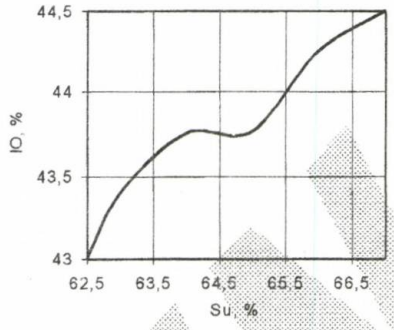



Fig. 3

Încercările privind comportarea la foc s-au realizat pe cabluri cu izolaţie de policlorură de vinil (PVC) şi polietilenă (PE), ambele cu manta din PVC, în laboratoarele acreditate ale ICME Bucureşti. Aplicarea s-a efectuat prin pensulare şi pulverizare cu aer cu un pistol Ø=6 mm, presiune $3 \cdot 10^5$Pa, în 2-3 straturi, la o grosime de 1,5-2,0 mm. Timpul de uscare între straturi a fost de 24 ore, la 20°C şi 60% umiditate.

Conform SR CEI-3/93, APSA-C3 s-a încadrat în categoria A, respectiv C privind comportarea la foc.

**Efecte scontate**

În afara reducerii riscurilor la incendii şi a eliminării costurilor pentru pagubele produse, se obţine şi o reducere a consumului specific cu circa 50 % comparativ cu soluţiile ignifuge clasice, precum şi eliminarea cheltuielilor de manoperă necesare la curăţirea suprafeţelor suport şi la aplicarea soluţiei.

**Rezultate şi concluzii**

S-a realizat o soluţie ignifugă termospumantă APSA-C3 care este un produs de protecţie la foc pe bază de răşini vinilice cu uscare la aer care se aplică prin pensulare sau prin pulverizare.

Produsul a fost avizat de Inspectoratul General al Corpului Pompierilor Militari, în urma încercărilor realizate in laboratoarele acreditate ale ICME Bucureşti

Caracteristicile tehnice ale soluţiei sunt :

– Comportare la foc, conform SR CEI 332-3/1993
a) cabluri cu izolaţie PVC, manta PVC - categoria A
b) cabluri cu izolaţie PE, manta PVC - categoria C
– Rezistivitate de suprafaţă - min. $10^{10}\Omega$
– Rezistenţă la variaţii de temperatură
– Nu este toxică sau inflamabilă
– La ardere nu produce compuşi toxici sau corozivi
– Nu necesită operaţii de pregătire a suprafeţelor pe care este aplicată
– Nu atacă învelişul cablurilor pe care este aplicată.

S-a realizat transferul tehnologic la ROMIND T&G Bucureşti în vederea introducerii în fabricaţie [2].

**BIBLIOGRAFIE**

[1] *** Brevet PCT WO 86/03765,1986
[2] *** Lucrări de cercetare ICEMENERG S.A. *"Soluţii ignifuge termospumante pentru cabluri şi alte suprafeţe"*, ediţiile 1996, 1997, 1998

• punctele de schimb de pe conturul reţelei de transport;

• punctele în care producătorii dispecerizabili debitează direct în reţeaua de distribuţie;

• interfaţa dintre consumatorii care îşi pot alege furnizorul şi reţeaua la care sunt alimentaţi.

Din totalul de 724 puncte de schimb care fac parte din sistemul de măsurare al pieţei angro (conform definiţiei de mai sus) 62% sunt contoare Alpha ABB, 26% sunt contoare de inducţie şi 12% sunt alte tipuri de contoare. Dintre contoarele ABB 50% au posibilitatea înregistrării curbei de sarcină şi posibilitatea transmiterii datelor la distanţă, dar toate pot fi up-gradate cu aceste funcţii; actualele contoare ABB nu corespund însă cerinţelor ANRE. Contoarele de inducţie, în principal AEM Timişoara, nu au posibilitatea memorării indecsurilor şi transmiterii la distanţă, deci trebuie înlocuite. Restul de tipuri de contoare existente sunt electronice (Siemens, Landis&Gyr, Schlumberger), cu posibilitatea upgradării pentru memorarea indecsurilor şi transmiterii datelor la distanţă, dar şi electromagnetice (Iskra), care nu au această posibilitate.

Dotarea punctelor de schimb cu contoare nu s-a făcut într-o concepţie unitară, de aici şi diversitatea tipurilor de contoare existente în instalaţii. Pentru a răspunde cerinţelor ANRE este necesară înlocuirea a peste 88 % (contoarele ABB şi de inducţie) din contoarele existente. Responsabilitatea privind montarea, verificarea şi întreţinerea grupurilor de măsurare revine proprietarului, care este, conform Regulamentului, agentul economic care deţine licenţă de furnizare pe aria geografică respectivă, indiferent dacă se află sau nu în instalaţiile proprii sau producătorul de energie electrică şi de servicii de sistem care deţine licenţă de furnizare. Acest lucru trebuie reglementat o dată cu delimitarea patrimonială a instalaţiilor entităţilor nou-înfiinţate prin Hotărîrea de Guvern nr. 627 din 31 iulie 2000 privind reorganizarea CONEL, pentru stabilirea strategiilor proprii fiecărei entităţi referitoare la rezolvarea problemei schimbării contoarelor din punctele de tranzacţionare a energiei de pe piaţa angro.

În plus, este necesară mutarea grupurilor de măsurare în toate punctele care nu corespund punctelor de decontare stabilite de Regulament. De exemplu, în cazul serviciilor interne ale centralelor care preiau energia electrică din reţeaua de distribuţie, măsurarea se face la altă tensiune decît cea la care se face decontarea. Aceste grupuri de măsurare trebuie mutate pe partea de înaltă tensiune a transformatorului coborîtor, aşa cum prevede Regulamentul. De asemenea, Regulamentul limitează drastic posibilitatea decontării pe liniile de evacuare (numai pentru centralele cu grupuri racordate radial). Sunt cazuri în care decontarea se face prin sold pe liniile de evacuare, cu acordul ambelor părţi implicate în tranzacţie.

În afara înlocuirii contoarelor care nu respectă cerinţele ANRE, se pune problema înlocuirii transformatoarelor de curent şi tensiune care nu respectă clasele de precizie stabilite în Regulament. Dat fiind faptul că avantajele unui sistem de măsurare funcţional sunt mult mai mari decît dezavantajele rezultate dintr-o anumită eroare de precizie, Regulamentul prevede o perioadă de derogare de 2 ani pentru înlocuirea transformatoarelor de măsurare.

În ceea ce priveşte sistemul de citire la distanţă a contoarelor şi de transmisie a datelor, acesta trebuie să fie un sistem flexibil şi deschis. Infrastructura sistemului de telecomunicaţii nu există încă la nivel SEN. Responsabilitatea realizării acestor sisteme revine exclusiv entităţilor participante la piaţa angro, fiecare dintre acestea construindu-şi arhitectura sistemului pentru colectarea datelor referitoare la cantităţile de energie vehiculate pe conturul propriu şi transmiterea datelor la Operatorul Pieţei de Energie Electrică pentru decontare.

În acest sens, Operatorul Pieţei de Energie Electrică a propus un proiect pilot de transmitere a datelor utilizînd noul contor al firmei ABB - A1N 500 - contor care, spre deosebire de contorul Alpha existent în instalaţii, îndeplineşte toate cerinţele Regulamentului de măsurare. S-au montat două contoare A1N 500 la Sucursala de Distribuţie Timişoara, urmînd să se testeze mai multe căi de transmitere (linie telefonică, GSM, sateliţi de joasă altitudine). Software-ul de achiziţie şi raportare Galaxy al firmei ABB a fost instalat la S.C. Electrica S.A., asigurîndu-se Operatorului Pieţei de Energie Electrică accesul on-line la datele citite de la cele două contoare. Într-o primă fază, testul s-a efectuat folosind comunicaţia pe linie telefonică.

## Strategii viitoare şi costuri estimate

Începînd cu iunie 1999 a existat preocuparea în cadrul CONEL pentru echiparea punctelor de schimb cu contoare care să respecte cerinţele ANRE, precum şi identificarea soluţiilor pentru telemăsurare şi a costurilor aferente. Firme precum Teleconsult, ESBI, Fichtner&Mazars, ISPE au estimat costuri pentru realizarea sistemului de metering.

Studiul consultantului Fichtner & Mazars "*Metering Strategy Study*" conţine un calcul economic care se referă numai la punctele de schimb ale C.N. Transelectrica S.A. (435 puncte de măsurare, ceea ce reprezintă 60% din totalul punctelor de schimb de pe piaţa angro) şi cuprinde înlocuirea tuturor contoarelor, a transformatoarelor de măsurare, achiziţionarea concentratoarelor, a modemurilor GSM (soluţia de comunicaţie propusă de consultant este GSM), a sistemului de gestiune a datelor etc. Costul estimat al consultantului este de 21,3 milioane dolari, implementarea avînd loc în două faze:

• faza 1: înlocuirea contoarelor existente, instalarea sistemului de management al datelor şi a echipamentelor de comunicaţie (5,4 milioane dolari);

• faza 2: înlocuirea transformatoarelor de curent şi tensiune şi instalarea contoarelor în noile puncte de schimb (15,9 milioane dolari).

Studiul Fichtner urmează a fi reactualizat, pentru a ţine cont de întreaga piaţă angro de energie electrică nu numai de conturul reţelei de transport.

În luna august 2000 ISPE a realizat la comanda CONEL studiul de fezabilitate *„Realizarea unui sistem de metering (telecontorizare) pentru CONEL S.A. Transport-Dispecer"*, care a ţinut seama de lucrările consultanţilor şi luat în considerare următoarele ipoteze:

- Transelectrica S.A. se va organiza ca operator de Metering al pieţei angro, preluînd această funcţie;
- sistemul de măsurare al pieţei angro de energie electrică este alcătuit din ansamblul instalaţiilor de contoare, interfeţele inteligente de stocare, prelucrare şi transmitere a informaţiilor, serviciile de telecomunicaţii aferente şi Centrul de Management al Operatorului de Metering, cu observaţia că transformatoarele de măsurare de la care se alimentează contoarele rămîn în responsabilitatea fiecărei persoane juridice participante la piaţă;
- Centrul de Management al Operatorului de Metering va furniza informaţiile necesare Operatorului Pieţei de Energie Electrică pentru desfăşurarea în bune condiţii a activităţii acestuia.

Aceste ipoteze schimbă responsabilităţile entităţilor participante la piaţa angro, precum şi ale Operatorului Pieţei de Energie Electrică, aşa cum sunt ele atribuite prin Regulamentul în vigoare. Ele vor trebui validate de noul Cod de măsurare emis de ANRE.

Structura sistemului de metering propus de ISPE este, din punct de vedere informaţional, similară sistemelor informatice de tip EMS/SCADA, DMS/SCADA cu deosebirea că sistemul de metering achiziţionează şi prelucrează date în timp real-extins, iar un sistem EMS/SCADA, DMS/SCADA achiziţionează şi prelucrează date în timp real. Soluţia de comunicaţie va fi asigurată pînă la realizarea sistemului de fibră optică prin intermediul legăturii GSM închiriate şi, acolo unde este posibil, prin circuitele publice ROMTELECOM.

Sistemul de telemăsurare cuprinde întreaga piaţă angro de energie electrică (874 puncte de schimb care reprezintă cele 724 existente plus încă 150 pentru viitor) şi include infrastructura aferentă tuturor participanţilor la piaţa angro. Realizarea sistemului se propune a se efectua etapizat, în cadrul unor contracte la cheie:

- faza 1: prevede punerea în funcţiune a contoarelor, interfeţelor inteligente, sistemelor de telecomunicaţii şi Centrului de Management al Operatorului de Metering, cu utilizarea transformatoarelor de curent şi tensiune existente. Această etapă se va încheia în maximum 1 an de la intrarea în efectivitate a acordului de împrumut negociat de către Translectrica S.A. cu consorţiul de bănci BERD, BEI;
- faza a 2-a: constă în înlocuirea transformatoarelor de măsurare din staţiile electrice aparţinînd Transelectrica S.A.

## Concluzii

În prezent, pentru asigurarea funcţionării pieţei angro de energie electrică se are în vedere realizarea unui sistem informatic performant de metering a energiei electrice, sistem care, conform studiului ISPE, să fie gestionat de un Operator de Metering din cadrul Transelectrica SA.

Ca urmare a lucrărilor elaborate de o serie de firme de consultanţă s-a asigurat documentaţia de investiţie necesară construirii acestui sistem.

Propunerile făcute de ISPE pentru realizarea sistemului corespund necesităţilor funcţionării în condiţii optime a pieţei angro de energie electrică, respectînd reglementările ANRE în domeniul măsurării energiei electrice.

La elaborarea Codului de Măsurare de către ANRE va fi necesar să se ţină seama de propunerile privind structura sistemului de metering şi să se definească rolul şi încadrarea Operatorului de Metering în funcţionarea pieţei angro de energie electrică.

**Documentaţii folosite:**

[1] *Regulament de măsurare a cantităţilor de energie electrică tranzacţionate pe piaţa angro* (ANRE 15.1.220.0.01.04/06.99)

[2] Fichtner & Mazars, *Înfiinţarea Companiei Naţionale de Transport, Task 5, Partea B: Studiu pentru strategia de măsurare*, iunie 2000.

[3] ISPE, *Reablilitarea sistemului de transport-dispecer al CONEL S.A. Realizarea unui sistem de metering (telecontorizare) pentru CONEL S.A. Transport-Dispecer,* august 2000.

**Referent: ing. Hermina Albert – ISPE S.A.**

**(Primit la 13 noiembrie 2000, acceptat la 13 decembrie 2000)**

# Metoda de planificare a producției de energie a centralelor hidroelectrice

**ing. Paul GHEORGHIESCU*, ing. Mihai STOICAN*, ing. Mihaela DRAGOMIR*, ing. Aurel MANDRICAN***

*Lucrarea prezintă o metodă practică de planificare a producției de energie electrică a centralelor hidroelectrice.*

*Elementul principal al metodologiei îl reprezintă prognoza debitelor afluente a rîurilor bazată pe stabilirea "caracteristicii hidrologice" a bazinelor hidrografice pentru anul hidrologic următor, ținînd seama de evoluția "caracteristicii hidrologice" în perioada expirată.*

*The paper presents a practical method used for planning the electricity output of the hydroelectric power plants.*

*The main element of the methodology is represented by the forecast of the flows of the river affluents based on establishing the "hydrological characteristics" of the hydrographic basins over the next hydrological year, taking into account the evolution of the "hydrological characteristics" during the period of time that elapsed.*

Descriptori: planificare producție energie CHE, prognoza debitelor afluente, caractertistica hidrologică a unei perioade, coeficient de debit, rezerva energetică a marilor lacuri

## Introducere

Centralele hidroelectrice reprezintă o componentă importantă a structurii de producere a sistemului energetic al României, atît prin participarea la acoperirea necesarului de consum de energie şi asigurarea necesarului de putere (modularea primară a curbei de sarcină a sistemului), cît şi pentru asigurarea cvasimajorității serviciilor de sistem.

Trecerea la liberalizarea pieței de energie în România impune ca element fundamental încheierea contractelor de portofoliu - contractarea pe termen lung a producției de energie a unui producător.

Dar încheierea unui contract de portofoliu realist impune determinarea cu un grad de precizie suficient de ridicat a producției de energie.

Prezentul articol prezintă principiile de planificare a producției de energie anuală a centralelor hidroelectrice şi fundamentează o nouă metodă practică de planificare.

## 1. Structura sistemului hidroenergetic românesc

Sistemul hidroenergetic românesc cuprinde capacitățile de producție în operare, însumînd o putere instalată de 6 017 MW, cu o producție de energie în an mediu de 16 450 GWh.

Din aceste capacități 5 899 MW, cu o producție de energie anuală de 16 070 GWh, sunt în administrarea S.C. Hidroelectrica S.A. 118 MW, cu o producție de 380 GWh, sunt în administrarea S.C. Termoelectrica S.A. Există de asemenea în administrarea S.C. Electrica S.A. un număr de microcentrale şi centrale de mică putere, însumînd circa 140 MW şi o producție de energie de circa 442 GWh/an.

Sistemul hidroenergetic românesc (partea aflată în administrarea S.C. Hidroelectrica S.A.) are în structura sa două categorii de centrale hidroelectrice - privite prin prisma modului în care se poate face planificarea producției de energie electrică anuală:

a) *centrale pe firul apei - fără posibilități de regularizare a debitului afluent mai mare decît un interval zilnic/săptămînal*

Din aceste centrale fac parte:
- CHE Porțile de Fier I, $E_{an}$=6 561 GWh;
- CHE Cascada Olt (fără aport rîul Lotru), $E_{an}$ = 2 443 GWh;
- CHE Cascada Siret, $E_{an}$ =392 GWh;
- CHE Stanca Costeşti (rîul Prut), $E_{an}$=65 GWh;
- CHE amenajare Jiu (CHE Vaduri, Tg. Jiu), $E_{an}$ = 50 GWh.

Total CHE pe firul apei E=9 511 GWh/an.

b) *centrale cu acumulare sezonieră/ anuală/multianuală şi cascadele de centrale aval (ce beneficiază de efectul regularizator al lacurilor "cap de cascadă"):*
- CHE Ciunget (rîul Lotru), $E_{an}$=1340 GWh;
- CHE Stejaru (rîul Bistrița), $E_{an}$=1 135 GWh;
- CHE Vidraru (rîul Arges), $E_{an}$=755 GWh;
- CHE Retezat (rîul Rîul Mare), $E_{an}$ = 677 GWh;
- CHE Gâlceag (rîul Sebeş), $E_{an}$= 606 GWh;
- CHE Mărişelu (rîul Someşul Rece), $E_{an}$ = 534 GWh;
- CHE Drăgan (rîul Drăgan Iad), $E_{an}$ = 422 GWh;
- CHE Motru (rîul Cerna), $E_{an}$=398 GWh;
- alte CHE cu lacuri de acumulare (Clăbucet - rîul Dîmbovița, Lereşti - rîul Tîrgului, Siriu - rîul Buzău, Colibița - rîul Bistrița Ardeleană, Ruieni - rîul Bistra, Herculane – rîul Cerna,) $E_{an}$ = 525 GWh.

Total energie în CHE cu acumulare, E = 6 442 GWh/an.

**Observație:** Energia anuală pentru aceste centrale înglobează şi energia centralelor din cascada de centrale pe care o controlează.

Aşa cum rezultă din situația prezentată mai sus, centralele pe firul apei produc 9 511 GWh/an (59,2%), centralele cu lacuri de acumulare produc 6 442 GWh/an (40,0%), restul de 117 GWh/an (0,8%) fiind produşi în CHE de mică importanță.

## 2. Planificarea producției de energie anuală a centralelor hidroelectrice

### 2.1. Producția de energie a unei CHE

Relația generală de calcul al producției de energie anuală a unei centrale hidroelectrice este:

$$E = 9{,}81 \int_0^t Q_t \cdot H_{nm} \cdot \eta \cdot dt,$$

unde:

$Q_t$ este debitul utilizat (turbinat) ($m^3/s$);

$H_{nm}$ - căderea netă medie în intervalul de funcționare (m);

$\eta$ - randamentul total de transformare a energiei hidraulice în energie electrică.

Debitul turbină $Q_t$ poate avea valorile:

$Q_t = Q_{afl}$, pentru CHE pe firul apei,

sau: $Q_t = Q_{afl} \pm S(H)\frac{dH}{dt}$, pentru CHE cu lacuri de acumulare,

unde:

$S(H) = S$ suprafața lacului dedusă din ecuația suprafeței lacului pentru un anumit nivel $H$;

$H$ - nivelul lacului de acumulare.

* S.C. Hidroelectrica S.A. - Direcția Producție

**Observaţie:** Semnul lui $S(H)\frac{dH}{dt}$ provine din evoluţia nivelului în lac pe durata intervalului considerat (+ de stocare din volumul lacului, iar - acumulare în lac).

Rezultă în mod evident că valoarea producţiei anuale de energie a unei centrale poate fi determinată dacă se determină (prognozează) valoarea debitelor afluente ($Q_{afl}$) pe intervalul pe care se doreşte planificarea producţiei de energie.

## 2.2. Consideraţii privind prognoza hidrologică de lungă durată

Prognoza hidrologică înseamnă prevederea pe baze ştiinţifice a evoluţiei mărimilor ce caracterizează scurgerea pe un rîu (debite medii, debite minime/maxime).

Avînd în vedere legătura cauzală fenomene meteorologice-mărimi hidrologice ale scurgerii, a face o prognoză hidrologică se reduce în principal la a face o prognoză meteorologică.

În ciuda progreselor evidente făcute în ultimele decenii în cunoaşterea proceselor climatice, întelegerea cauzelor fundamentale ale variabilităţii climatice rămîne limitată, specialiştii vorbind de o "nepredictibilitate atmosferică, deci climatică" [2] ce evident conduce la "nepredictibilitate hidrologică".

Metodologia ce stă la baza elaborării prognozelor hidrologice de lungă durată are în vedere dinamica fenomenelor climatice şi/sau elemente statistice obţinute din şirurile de debite măsurate în perioade anterioare.

În literatura de specialitate sunt cunoscute o serie de metode ce realizează prognoza debitelor naturale ale unui rîu, dintre care se amintesc:

- metode conceptuale - bazate pe valorile şirului precipitaţiilor lunare în perioadele anterioare;
- metode stocastice - bazate pe seriile hidrologice lunare anterioare (metoda Box - Jenkins, metoda Fourier, metoda Thomas-Fiering) [3].

Încercările de utilizare practică a acestor metode au constat în principal în aplicaţii pentru "tararea" modelelor matematice şi au pus în evidenţă imprecizii neacceptabile în practică.

Cercetările întreprinse au scos în evidenţă faptul că pe fondul fluctuaţiilor climatice multianuale se suprapun o serie de anomalii specifice spaţiului geografic regional [1].

Astfel pentru România (spaţiul balcanic) în ultimele trei decenii din şirul de 100 de ani de date hidrometeorologice s-a înregistrat o perioadă de secetă hidrologică prelungită, 1982-1995, din care 7 ani s-au manifestat cu secetă severă (1985, 1987, 1989, 1990, 1992, 1993, 1994).

Acelaşi studiu concluzionează că pentru zona Balcanilor, deşi nu poate fi identificată o comportare ciclică strictă, fenomenele hidrometeorologice se manifestă printr-o repetabilitate de 12-15 ani secetoşi cu unele întreruperi de scurtă durată de 1 - 3 ani ploioşi.

## 2.3. Metode de planificare a producţiei de energie a CHE utilizate în practică

În planificarea producţiei de energie a CHE pentru alegerea valorii debitelor afluente se utilizează în prezent următoarele metode:

**a)** Utilizarea debitului mediu multianual ($Q_{mm}$) şi a unei distribuţii lunare a debitelor ce rezultă din alegerea "anului mediu de calcul" [3].

Dacă se alege drept an mediu de calcul un "an real", cu valoarea medie anuală apropiată de cea a debitului mediu multianual, atunci valorile lunare ale debitului afluent luat în calcul vor fi cele real înregistrate.

Dacă se alege drept an mediu de calcul un "an fictiv", cu valoarea medie anuală egală cu $Q_{mm}$, atunci valorile lunare ale debitului afluent luate în calcul vor fi valorile debitelor medii multianuale lunare.

Această metodă se utilizează la dimensionarea producţiei de energie a unei CHE în faza de proiect.

Utilizarea metodei pentru prognoza de lungă durată a debitelor afluente nu are decît "logica mediei ce se depărtează egal de valorile extreme", şansa de realizare în limita de ± 5 % - admisă de reglementările ANRE fără a se impune modificarea contractului de portofoliu - este de 20-25% (procentul numărului de ani din şirul actual de debite în care se realizează ani cu debitul anual în limitele (1,05-0,95) $Q_{mm}$.

**b)** Utilizarea debitului unui an foarte secetos cu asigurarea de 90 sau 95 % şi a unei distribuţii lunare a debitelor corespunzătoare unui an real sau unui an fictiv [3, 4].

**c)** Utilizarea ca debit mediu anual a mediei valorilor a trei ani din perioada cea mai secetoasă din şirul de debite şi a unei distribuţii lunare a debitelor corespunzătoare unui "an fictiv", rezultat din valorile debitelor lunare ale celor trei ani [4].

Metodele de la punctele b) şi c) se utilizează în hidroenergetică la calculul regularizării lacurilor de acumulare cu volume anuale/multianuale atunci cînd se doreşte garantarea unui debit asigurat pentru o anumită folosinţă pe întreaga durată a unui an.

Utilizarea metodei pentru prognoza de lungă durată a debitelor afluente oferă o soluţie prudentă pentru determinarea energiei anuale a unei centrale hidroelectrice cu un grad de realizare de 100 %.

Se menţine însă riscul de depăşire cu peste +5 % a cantităţii de energie planificată, apreciat la circa 85 – 90 %.

d) Planificarea producţiei de energie ca medie a valorilor producţiilor anuale realizate pe întreaga durată de serviciu a centralei (de la punere în funcţiune pînă în anul anterior anului de calcul) sau pe durata ultimilor 5 sau 10 ani de funcţionare.

Valorile energiei rezultate se apropie de valoarea realizată prin utilizarea debitului mediu multianual prezentată la pct. a).

Din analiza metodelor de planificare prezentate rezultă evidenţa că nici una nu satisface gradul de precizie cerut de actualele reglementări ANRE.

Nerealizarea (cu mai puţin de –5 %) a producţiei planificate induce celorlalţi producători de energie cheltuieli suplimentare prin necesitatea aprovizionării în termen scurt a unor cantităţi de combustibil pentru care nu s-au încheiat contracte în termene normale.

Depăşirea producţiei planificate (cu mai mult de + 5 %) induce celorlalţi producători de energie cheltuieli suplimentare prin achiziţionarea în exces a unor cantităţi de combustibil (cărbune, păcură) sau drept consecinţă prin anularea unor contracte.

Situaţia produsă pe piaţa energiei din România în anul 2000 este edificatoare în acest sens. Pentru anul 2000, S.C. Hidroelectrica S.A. a încheiat contractul de portofoliu pentru o cantitate de energie de 16,6 TWh, iar calculul preţului de producţie pentru producător s-a făcut pentru o structură de producţie ce a luat în consideraţie o producţie de energie produsă în centralele hidroelectrice de 17,7 TWh.

Această decizie a fost "fundamentată" doar pe faptul că în ultimii ani se obţinuseră în sectorul hidroenergetic producţii record (1998-18,285 TWh, 1999-17,78 TWh).

S-a omis faptul că anterior au existat ani în care se produseseră cantităţi de energie mult inferioare (1990 - 11,5 TWh, 1992 - 12,2 TWh).

În realitate, în anul 2000 s-a produs, pe seama afluenţei naturale, o cantitate de energie de numai 13,29 TWh (-20 %).

Consecinţele asupra funcţionării SEN au fost deosebite:

- asigurarea la limită a necesarului de consum intern de energie datorită lipsei de combustibil şi chiar a capacităţilor de producţie în termocentrale;
- dereglarea gravă a situaţiei economice a societăţilor participante pe piaţa energiei, după cum urmează:
  - S.C. Hidroelectrica S.A. datorită nerealizării veniturilor planificate;
  - S.C. Termoelectrica S.A. datorită cheltuielilor suplimentare făcute pentru achiziţionarea de combustibil şi necesitatea utilizării unor capacităţi de producţie cu consumuri specifice ridicate;
  - S.C. Electrica S.A., datorită schimbării structurii de producţie, a fost obligată să cumpere o cantitate mai mare de energie produsă în termocentrale cu costuri mai mari decît cele planificate;
- destocarea din rezerva marilor lacuri de acumulare a unor importante volume de apă pentru producerea suplimentară a unei energii de 1,11 TWh (cantitatea de energie totală produsă în anul 2000 de centralele hidroelectrice a fost de 14,4 TWh). Acest lucru a făcut ca la sfîrşitul anului 2000 rezerva energetică a marilor lacuri de acumulare să fie de numai 472 GWh faţă de 2000-2100 GWh în situaţii normale;
- dificultăţi în asigurarea în trim.I/2001 de către S.C. Hidroelectrica a puterilor la vîrful de sarcină şi a serviciilor de sistem necesare SEN.

## 3. Metoda de planificare a producţiei anuale de energie propusă de S.C. Hidroelectrica S.A.

Aşa cum a rezultat la pct. 3, prognoza fenomenelor meteorologice, precum şi prognoza debitelor rîurilor pe un orizont de timp mai mare de cîteva zile nu se poate face cu rezultate satisfacătoare.

Generarea debitelor fiind un fenomen aleator, determinarea tendinţelor de evoluţie a acestora în perioada următoare, a variaţiei în timp a acestora (luni, ani) şi spaţiu (bazine hidrografice) se poate face numai apelînd la analiza şirului de date hidrologice pe durate cunoscute.

Metoda propusă, de planificare a producţiei de energie a centralelor hidroelectrice utilizează valorile debitelor prognozate pe baza determinării "caracteristicii hidrologice" a perioadei viitoare pentru fiecare bazin hidrologic.

Caracteristica hidrologică a unei perioade (an hidrologic) este definită de categoria hidrologică a perioadei şi de valoarea coeficientului de debit.

Metoda porneşte de la observaţia făcută pe şirul de debite lunare măsurate în decursul perioadei anterioare (circa 50-60 de ani), că la nivelul unui bazin hidrografic perioadele viitoare reproduc caracteristica hidrologică perioadelor imediat expirate sau altfel spus modificarea caracteristicii hidrologice a unei perioade viitoare este "anunţată" de caracteristica hidrologică a perioadei anterioare.

### 3.1. Categorii hidrologice specifice regimului debitelor afluente

În caracterizarea regimului debitelor afluente ale unui rîu se pot identifica următoarele categorii hidrologice:

- ani foarte ploioşi (F.P.);
- ani ploioşi (P);
- ani normali (N);
- ani secetoşi (S);
- ani foarte secetoşi (F.S.).

Determinarea valorii debitelor din fiecare categorie hidrologică se face în practică prin aşa-numita metodă a "intervalelor de asigurări reale".

Caracterul diferitelor debite este determinat de poziţia acestora pe curba de durată a debitelor (fig.1).

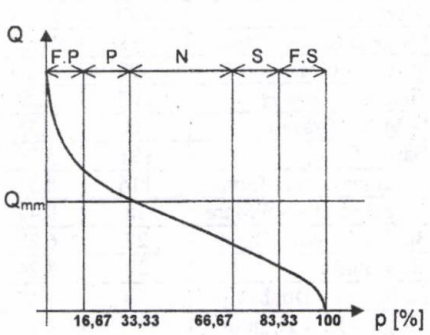



Fig.1. Stabilirea categoriei hidrologice prin metoda "intervalelor de asigurări reale".

**NOTĂ:** - curba de durată (asigurare) a debitelor reprezintă valorile debitelor ordonate după mărimea lor;
- asigurarea debitelor (p) este dată de relaţia

$$p = m/(n+1) \times 100 \ [\%],$$

unde:

m este numărul de ordine al valorii unui debit pe scara descrescătoare a debitelor;

n - numărul de termeni ai şirului de debite analizat.

Din figura 1 rezultă:

- ani foarte ploioşi (F.P.) - debite cu asigurare $p \leq 16,67$;
- ani ploioşi (P) - debite cu asigurarea $16,67 \leq p \leq 33,33\%$;
- ani normali (N) - debite cu asigurarea $33,33 \leq p \leq 66,67\%$;
- ani secetoşi (S) - debite cu asigurarea $66,67 \leq p \leq 83,33\%$;
- ani foarte secetoşi (F.S.) - debite cu asigurarea $p > 83,33\%$.

### 3.2. Coeficientii de debit

Coeficienţii de debit sunt definiţi prin raportul:

$$K_i = \frac{Q_i}{Q_{mm}},$$

unde:

$Q_{mm}$ este debitul mediu multianual (lunar, anual);

$Q_i$ - debitul mediu al perioadei *i* (lună, an)

şi servesc pentru delimitarea categoriilor hidrologice ale fiecărui bazin hidrografic, precum şi pentru caracterizarea hidraulicităţii unei anume perioade în comparaţie cu debitul mediu al perioadei respective.

### 3.3. Prognoza debitelor afluente pe baza determinării "caracteristicii hidrologice" a perioadei viitoare

Pentru fiecare bazin hidrografic, pe baza şirului istoric de debite, au fost determinate valorile coeficienţilor de debit ce delimitează perioadele caracteristice pentru categoriile hidrologice (tabelul 1) [3].

Prognoza debitelor afluente pe baza determinării caracteristicii hidrologice a perioadei viitoare se face după următoarea metodologie:

1. Se analizează valorile debitelor afluente lunare pentru perioada anterioară imediată (ultimul an) şi se calculează valorile $K_i$ lunare pentru fiecare secţiune de calcul reprezentativă a bazinului hidrografic.

*Tabelul 1*

**Coeficienţii de debit pentru delimitarea categoriilor hidrologice**

| Categorii hidrologice → Rîul ↓ | FP | P | N | S | FS |
|---|---|---|---|---|---|
| Dunărea | 1,42 -1,22 | 1,19 -1,11 | 1,10 -0,91 | 0,88 -0,79 | 0,78 -0,67 |
| Bistriţa | 1,57 -1,33 | 1,32 -1,11 | 1,08 -0,87 | 0,85 -0,69 | 0,68 -0,47 |
| Argeş | 1,38 -1,22 | 1,21 -1,10 | 1,08 -0,90 | 0,88 -0,79 | 0,77 -0,64 |
| Lotru | 1,65 -1,28 | 1,23 -1,11 | 1,10 -0,83 | 0,83 -0,77 | 0,76 -0,50 |
| Olt | 1,86 -1,34 | 1,30 -1,10 | 1,05 -0,83 | 0,80 -0,64 | 0,63 -0,47 |
| Someşul Mic | 1,68 -1,30 | 1,27 -1,07 | 1,06 -0,89 | 0,87 -0,72 | 0,70 -0,50 |
| Sebeş | 1,59 -1,22 | 1,21 -1,10 | 1,05 -0,89 | 0,88 -0,83 | 0,82 -0,63 |
| Cerna | 1,48 -1,21 | 1,20 -1,10 | 1,10 -0,90 | 0,90 -0,82 | 0,81 -0,56 |

Secţiunile reprezentative sunt cele în care sunt realizate baraje cu acumulări importante sau cele situate în aval de confluenţa cu afluenţi importanţi.

2. Se identifică perioade caracteristice de durată minimă de 3-4 luni, în care valorile coeficienţilor de debit lunar au avut aceeaşi evoluţie (oscilînd în jurul valorii $K_i$=1, ceea ce evidenţiază o perioadă normală, subunitări/supraunitări, ceea ce evidenţiază o perioadă secetoasă/ploioasă).

3. Se calculează coeficienţii de debit medii pe perioadele caracteristice identificate şi pe întreg anul şi se determină din tabelul 1 categoria hidrologică în care se încadrează fiecare perioadă.

4. Se fac estimări ale caracteristicii hidrologice pentru perioada următoare, care reproduce caracteristica hidrologică a uneia din perioadele trecute sau caracteristica hidrologică a întregului an. Se stabilesc şi coeficienţii de debit la nivelul perioadei caracteristice identificate.

În această etapă de analiză se va ţine seama şi de următoarele consideraţii:

- o anumită caracteristică hidrologică se menţine pe durata unei succesiuni de ani – aşa-numitele cicluri hidrologice de ani secetoşi sau ploioşi;
- schimbările de cicluri hidrologice se realizează în general în sezonul de vară-toamnă;
- regimurile iarnă-primăvară nu sunt relevante pentru caracterizarea unui an hidrologic;
- după un an secetos (foarte secetos) nu poate urma un an ploios – în condiţiile formării rîurilor din ţara noastră apariţia unui regim pluviometric bogat după o perioadă secetoasă nu conduce la îmbunătăţirea scurgerii decît după o perioadă de 4-6 luni după refacerea deficitului de umiditate din sol;
- tendinţa manifestată în ultimele decenii de diminuare.

5. Se determină debitele medii lunare pentru perioada viitoare prin multiplicarea debitelor medii multianuale lunare cu coeficientul de debit stabilit.

### 3.4. Gestionarea rezervei de energie a marilor lacuri de acumulare

În planificarea producţiei de energie pentru anul următor trebuie ţinut cont şi de rezerva de energie din marile lacuri de acumulare.

După cum se ştie, rezerva energetică a marilor lacuri de acumulare este constituită de echivalentul energetic al volumelor de apă stocate în lacurile de acumulare cu regularizare anuală/multianuală (tabelul 2).

Gestionarea rezervei energetice a marilor lacuri se face în principiu după următoarele reguli (figura 2):

- la 1 aprilie (pct. B) rezerva energetică trebuie să atingă valoarea minimă anuală de 1300-1400 GWh (45-48%) ca urmare a funcţionării în perioada vîrfului de iarnă (ian.-martie) şi pentru a permite acumularea apelor mari de primăvară (echivalent energetic 1600-1500 GWh în an hidrologic normal);

*Tabelul 2*

**Rezerva energetica a marilor lacuri de acumulare**

| Acumularea | Volum util maxim [mil m$^3$] | Debit mediu [m$^3$/s] | Echivalent energetic maxim [GWh] |
|---|---|---|---|
| Vidraru –Argeş | 409 | 19,21 | 521 |
| Izv. Muntelui - Bistriţa | 918 | 47,55 | 799 |
| Vidra – Lotru | 298 | 19,59 | 667 |
| Fîntînele – Someş | 205 | 12,69 | 270 |
| Drăgan – Drăgan | 100 | 7,55 | 118 |
| Oaşa – Sebeş | 121 | 5,06 | 263 |
| Valea lui Iovan - Cerna | 116 | 8,57 | 118 |
| Gura Apelor–Rîul Mare | 18 | 8,42 | 24 |
| Bistra Mărului – Bistra | 27 | 6,29 | 19 |
| Siriu Buzău | 28 | 8,24 | 33 |
| Pecineagu – Dîmboviţa | 60 | 3,19 | 46 |
| Rîuşor – Rîul Tîrgului | 51 | 3,17 | 27 |
| **TOTAL** | **2353** | - | **2909** |

- la 15 iulie (pct. C) rezerva energetică trebuie să atingă valoarea maximă de 2800-2900 GWh (97-100%), ca urmare a acumulării apelor mari de primăvară;
- la 1octombrie (pct. D) rezerva energetică trebuie să atingă valoarea de 2500-2600 GWh (86-90%), ca urmare a funcţionării în perioada de vară. (Datorită debitelor relativ scăzute ale rîurilor chiar pe fondul unei funcţionări reduse se produce o destocare a volumelor de apă);
- la 1ianuarie (pct. A) rezerva energetică trebuie să aibă valoarea de 2000-2100 GWh (69-72%), avînd în vedere funcţionarea intensă din perioada octombrie-decembrie.

Desigur că dintre valorile prezentate mai sus singura valoare restrictivă este cea din pct. B (ca valoare maximală).

La dispoziţia planificatorului rămîne posibilitatea transferării dintr-un an în altul a unei cantităţi de energie de circa 1200-1500 GWh cu care poate corecta impreciziile în prognoza debitului afluent.

## 5. Aplicarea metodei la planificarea producţiei de energie propusă de S.C. Hidroelectrica S.A. pentru anul 2001

Prognoza debitelor afluente pentru anul 2001 s-a făcut pe baza metodologiei expuse la pct. 3.3.

Pentru determinarea caracteristicii hidrologice a anului 2001 au fost analizate debitele afluen-te lunare din anul 2000.

Au fost identificate aproape în toate bazinele hidrografice două perioade cu caracteristici hidrologice distincte:

a) perioada ianuarie-mai 2000 în care scurgerea a fost esenţial influenţată de rezerva de apă din zăpezile căzute în iarna 1999-2000.

După valorile coeficienţilor de debit această perioadă poate fi caracterizată astfel:

- normală pentru majoritatea bazinelor hidrografice: Argeş ($K_i$=1,003) Bistriţa (1,032); Cerna (1,015); Buzău (1,092); Dîmboviţa (0,94);

- secetoasă pentru bazinele Lotru (0,784); Rîul Tîrgului (0,851); Siret (0,629);

- foarte ploioasă sau ploioasă pentru bazinele hidrografice Rîul Mare (1,507); Bistra Mărului (1,473); Drăgan (1,193); Prut (1,15); Sebeş (1,133); Someş (1,092); Olt (1,103) şi Dunăre (1,216);

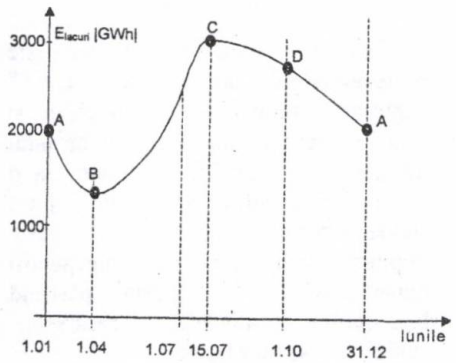



Fig. 2. Evoluţia rezervei energetice a marilor lacuri.

b) perioada iunie-decembrie 2000, în care s-a conturat evident începutul unei perioade foarte secetoase pentru toate bazinele hidrografice, inclusiv pentru Dunăre.

Sunt de remarcat valorile excepţional de scăzute ale coeficienţilor de debit pe unele rîuri: Lotru (0,278); Drăgan (0,424); Cerna (0,350), valori nemaiîntîlnite în şirul anilor hidrologici.

Caracteristicile hidrologice ale celor două perioade distincte (ianuarie-mai şi iunuarie-decembrie) şi pe tot anul 2000 sunt sintetizate în tabelul 3.

În urma analizei făcute au fost stabilite caracteristicile hidrologice ce se prognozează să se reproducă în anul hidrologic 2001 (valorile subliniate din tabelul 3).

Cu valorile coeficienţilor de debit stabiliţi pentru total an 2000 s-au determinat valorile lunare ale debitelor prognozate pentru anul 2001 (prin multiplicarea cu coeficienţii de debit a valorilor debitelor lunare multianuale). Rezultă o energie brută posibil a fi produsă în anul 2001 pe seama debitului afluent de 13 220 GWh.

Avînd în vedere că la sfîrşitul anului 2000 rezerva de energie a marilor lacuri a fost aproape în întregime epuizată (472 GWh faţă de 2000 - 2100 GWh în situaţii normale) s-a stabilit ca aceasta să fie refăcută în anul 2001 numai în parte - o acumulare de 600 GWh (circa 1050-1100 GWh la 31.12.2001).

În aceste condiţii energia productibilă brută a centralelor S.C. Hidroelectrica S.A. în anul 2001 va fi de 12 620 GWh, respectiv o energie netă de 12 300 GWh (s-au scăzut 80 GWh consum propriu pentru producere şi transformare, 100 GWh consum pentru pompaj energetic, 130 GWh obligaţii către partenerul iugoslav pentru Porţile de Fier I).

*Tabelul 3*

**Coeficienţii de debit în perioadele caracteristice din anul 2000**

| Rîul | $Q_{mm}$ ($m^3/s$) | IAN - MAI 2000 | | IUN - DEC 2000 | | TOTAL 2000 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | $K_I$ | Categ. | $K_I$ | Categ. | $K_I$ | Categ. |
| Argeş | 19,21 | 1,003 | N | **0,460** | FS | 0,704 | FS |
| Bistriţa | 47,55 | 1,032 | N | 0,629 | FS | **0,814** | S |
| Lotru | 19,59 | 0,784 | S | 0,278 | FS | **0,514** | FS |
| Someş | 12,69 | 1,092 | P | 0,513 | FS | **0,818** | S |
| Drăgan | 7,55 | 1,193 | P | 0,424 | FS | **0,813** | S |
| Sebeş | 5,06 | 1,133 | P | **0,486** | FS | 0,754 | S |
| Cerna (V. lui Iovan) | 8,57 | 1,015 | N | **0,350** | FS | 0,709 | S |
| Rîul Mare | 8,42 | 1,507 | FP | **0,534** | FS | 0,973 | N |
| Buzău | 9,71 | 1,092 | N | 0,283 | FS | **0,694** | S |
| Bistra Mărului | 6,29 | 1,473 | FP | **0,399** | FS | 0,925 | N |
| Dâmboviţa | 3,19 | 0,940 | N | **0,577** | FS | 0,751 | FS |
| Rîul Târgului | 3,17 | 0,851 | S | **0,479** | FS | 0,647 | FS |
| Cerna (Hreculane ) | 5,79 | 1,314 | P | **0,517** | FS | 0,959 | N |
| Dunărea | 5533,00 | 1,216 | P | 0,767 | FS | **0,985** | N |
| Siret | 91,75 | 0,629 | FS | 0,560 | FS | **0,594** | FS |
| Prut | 63,79 | 1,004 | N | 0,835 | S | **0,921** | N |
| Olt | 127,60 | 1,103 | P | 0,501 | FS | **0,789** | S |

* secţiunile de calcul sunt cele în care sunt realizate barajele mari

## Concluzii

Prognoza producţiei anuale de energie este o operaţiune de mare importanţă pentru planificarea funcţionării sistemului energetic în condiţiile pieţei de energie din România.

Abateri mai mari de ±5 % în evaluarea resurselor hidroenergetice pot avea drept consecinţă dificultăţi în asigurarea cantităţilor de energie şi a volumului de servicii de sistem, precum şi dereglarea mecanismului economic al pieţei.

Metodele de planificare a producţiei de energie în centralele/amenajările hidroenergetice utilizate în prezent nu asigură o precizie suficient de bună.

Lucrarea propune o metodologie de planificare a producţiei de energie în care prognoza debitelor afluente ale rîurilor este bazată pe stabilirea "caracteristicii hidrologice" a bazinelor hidrografice pentru perioada următoare, luînd în considerare evoluţia caracteristicii hidrologice în anul hidrologic anterior.

Cu metodologia propusă a fost determinată producţia de energie a centralelor/amenajărilor hidroenergetice din administrarea S.C. Hidroelectrica S.A.

Metodologia propusă poate constitui baza pentru elaborarea de către ANRE a procedurii specifice care lipseşte astăzi din pachetul de reglementări al pieţei de energie.

**BIBLIOGRAFIE**

[1] Adler, M. J., şi colectiv. *The tendency of decreasing of the winter resources in the Balkan Region.* Annales Geophisical, Viena 1997.

[2] Mareş, C. *Variabilitatea climatică şi valori extreme de temperaturi.* În: Hidrotehnica, nr. 8/19990.

[3] Cogălniceau, Alex. *Bazele tehnice şi economice ale hidroenergeticii*, Ed. Tehnică, 1986.

[4] Morozov, A. A. *Utilizarea energiei apelor*, Ed. Tehnică, 1952.

[5] Haidu, I. *Analiza seriilor de timp: aplicaţii în hidrologie*, Ed. H.G.A., Buc., 1997

În lucrare au fost folosite şi date din: *Raportul anual de exploatare – Societatea Comercială Hidroelectrica S.A.* - 1999 şi 2000.

**Referent: conf. dr. ing. Marin Ghergu – Facultatea de Energetică, UPB**

**(Primit la 8 februarie 2001, acceptat la 12 februarie 2001)**

# Strategia informației pentru Operatorul Pieței de Energie în era cunoașterii

**dr. ing. Ion CONECINI, mat. Anca VASILESCU***

*Motto: Sistemele informatice bine proiectate îmbunătățesc inteligența încorporată a companiei și competitivitatea.*
*Cea mai importantă dezvoltare economică a zilelor noastre a fost apariția unui nou sistem de îmbogățire, care nu se mai bazează pe forță, ci pe inteligență. (Alvin Toffler)*
*Acum 16 ani, Alvin Toffler descria trecerea revoluționară de la era industrială la era cunoașterii în volumul "Al treilea val". În prezent, este greu să găsești o revistă de afaceri care să nu facă aluzii la economia bazată pe inteligență sau la era informației.*

*Implicațiile strategice ale erei cunoașterii sunt complexe și profunde atît pentru indivizi și afaceri, cît și pentru națiuni. În acest articol vom încerca să prezentăm tacticile unei componente importante ale planificării strategice din orice domeniu de activitate: tehnologia informației (IT).*

*The strategic implications of the age of « knowledge » are complex and deep – going both for individuals businesses and nations.*
*The article presents the tactics of an important component of the strategic planning in any field of activity: I.T.*

Descriptori: informatie, strategie, tehnologia informatiei, software, hardware

## Introducere

Se poate defini IT-ul prin dezvoltarea, achiziționarea și gestionarea software-ului, hardware-ului, datelor și informațiilor în rețea, precum și a sistemelor de telecomunicații.

IT-ul poate să îmbunătățească radical inteligența companiei într-o varietate de feluri, limitate mai mult de creativitatea și viziunea managerială decît de tehnologie sau cheltuieli. Pentru a-și maximiza eficiența, o companie trebuie să proiecteze o arhitectură potrivită pentru a susține IT-ul. Directorii executivi trebuie să gîndească cu atenție care este cel mai bun mod de a conecta sistemul nervos al companiei, ținînd cont de mediul competitiv, cultura tehnologică a companiei și resursele disponibile de capital.

## 1. Cei 7 C

Pentru a integra IT-ul în strategia companiei și operațiile de afaceri, trebuie să se analizeze IT-ul folosind cei 7 C: **context, colaborare, competență, componență, control, coordonare și convergență**.

### 1.1. Contextul

Contextul reprezintă totalitatea mediilor economic, social, politic, de afaceri și tehnologic ale companiei. El include toate tendințele, strategiile, planurile și condițiile care afectează poziția competitivă a unei companii.

Funcția IT într-o companie trebuie să aibă o direcție, ea trebuie să aibă o țintă. O abordare "laissez-faire" nu conduce la competitivitate.

IT trebuie să existe într-un context de afaceri pe care managerii și angajații îl înțeleg.

Crearea contextului derivă din înțelegerea și reacția la tendințele sociale, economice, tehnologice și de afaceri.

### 1.2. Colaborarea

Companiile de succes au aliniat strategia IT de viitor cu strategia de afaceri actuală. Managerii de afaceri sunt direct implicați în proiectele IT critice pentru necesitățile lor. Ei trebuie să împartă cu managerii IT atît riscurile, cît și recompensele pentru aplicarea proiectelor IT la obiectivele de afaceri.

### 1.3. Competența

Experiența marilor companii dovedește că separarea funcțiilor IT este cea mai bună soluție pentru atingerea unui nivel înalt de competență. Dinamica cunoștințelor din domeniul IT obligă la o specializare strictă a compartimentelor din acest departament.

### 1.4. Componența

Care este cea mai bună componență a funcției IT? Sau, altfel spus, cum ar trebui să se muleze arhitectura IT pe structura companiei?

Cea mai bună soluție nu este reprezentată nici de un departament IT centralizat (conduce la birocrație și timpi de răspuns mari) și nici de unul descentralizat (anarhic - conduce la o slabă securitate, paralelism între subdepartamente). Soluția este obținerea unei autonomii locale pentru departamentul IT, acesta păstrînd beneficiile alocării resurselor, achizițiilor și coordonării.

### 1.5. Controlul

Conducerea executivă trebuie să conducă IT-ul ca pe orice alt departament.

Companiile stabilesc standarde pentru interfețele utilizator, protocoalele de rețea, instrumentele și metodologiile de dezvoltare, memorarea și securitatea datelor. Avînd în vedere că tehnologia se modifică în continuu, companiile trebuie să monitorizeze și să testeze tehnologiile care satisfac cel mai bine necesitățile organizației. Aceste standarde reduc costurile, îmbunătățesc calitatea suportului și a sistemelor, simplifică integrarea sistemelor și măresc viteza de livrare a produselor software.

### 1.6. Coordonarea

Departamentul IT trebuie să-și coordoneze activitatea cu celelate departamente, în cadrul restrîns al unui set de competențe și responsabilități. Coordonarea efectivă între IT și ceilalți manageri omologi poate:

a) să identifice instrumentele de comunicare dintr-o cultură tehnologică a firmei;

b) să modifice metodele organizatorice și să convingă managerii de afaceri să aprecieze și să înțeleagă avantajele noii tehnologii.

În ultimă instanță, IT trebuie să coordoneze managementul memoriei

* OPCOM S.A. – Direcția IT

colective a organizației - adică datele ei. Data warehousing este metoda de a face datele accesibile persoanelor autorizate și programelor software. Multe organizații utilizează bine un software inteligent.

### 1.7. Convergența

Activitățile IT converg spre rezultate competitive ale firmei, împreună cu activitățile celorlalte departamente. O companie cu un "sistem nervos" IT bine implementat este capabilă să răspundă la evenimente neprevăzute. Convergența între puterea, excelenta parte operațională și viziunea strategică a IT oferă un avantaj competitiv deosebit companiei.

## 2. Poziționarea OPCOM în cadrul pieței energiei electrice

**Piața angro a energiei electrice** din România este compusă, în acest moment, dintr-un segment reglementat (85 % din energia electrică tranzacționată) și un segment concurențial (15 % din energia electrică tranzacționată).

**Piața reglementată** cuprinde, sub aspectul structurii contractuale, următoarele:

- contracte de portofoliu interimare, de vînzare–cumpărare a energiei electrice (cu cantități ferme și prețuri reglementate), încheiate între S.C. Termoelectrica S.A. (vînzător) și S.C. Electrica S.A. (cumpărător), respectiv între S.C. Hidroelectrica S.A. (vînzător) și S.C. Electrica S.A. (cumpărător);
- contract de vînzare–cumpărare a energiei electrice tip PPA (cu preluare fermă și integrală a puterii disponibile și a energiei livrate, cu prețuri reglementate), încheiat între S.N. Nuclearelectrica S.A. (vînzător) și S.C. Electrica S.A. (cumpărător);
- contracte pentru asigurarea serviciilor de sistem, încheiate între S.C. Termoelectrica S.A. (vînzător) și C.N. Transelectrica S.A. (cumpărător), între S.N. Nuclearelectrica S.A. (vînzător) și C.N. Transelectrica S.A. (cumpărător), respectiv între S.C. Hidroelectrica S.A. (vînzător) și C.N. Transelectrica S.A. (cumpărător), cu niveluri ale serviciilor de sistem estimate de Operatorul de Sistem și cu prețuri reglementate;
- contract de transport, servicii de sistem și administrarea pieței, încheiat de C.N. Transelectrica S.A. (vînzător) și toți participanții la piață care utilizează rețeaua de transport (cumpărători), cu tarife reglementate;
- contractul pentru administrarea pieței angro de energie electrică, încheiat între S.C. OPCOM S.A. (vînzător) și C.N. Transelectrica S.A. (cumpărător), cu tarif reglementat;
- contracte de furnizare a energiei electrice la consumatori care își pot alege furnizorul, încheiate între furnizori (vînzători) și consumatorii care își pot alege furnizorul (cumpărători), cu cantități ferme și prețuri negociate de părțile contractuale.

**Piața concurențială** are, conform legislației secundare în vigoare, următoarele componente:

- contractele de achiziție a energiei electrice de la producătorii independenți încheiate între acești producători independenți (vînzători) și furnizori/producători deținători de contracte de portofoliu (cumpărători), cu cantități ferme și prețuri negociate de părțile contractuale;
- contracte de furnizare a energiei electrice la consumatorii care își pot alege furnizorul, încheiate între furnizori (vînzători) și consumatorii care își pot alege furnizorul (cumpărători), cu cantități ferme și prețuri negociate de părțile contractuale;
- piața spot (pe care se tranzacționează, în sistem "cu o zi înainte", energia electrică necontractată, dar care este necesară acoperirii prognozei de consum, cu preț marginal de sistem determinat pentru fiecare interval bază de tranzacționare orar al zilei următoare).

Sub aspectul **participanților la piață**, în prezent aceasta este structurată astfel:

- 13 producători licențiați de energie electrică (dintre care cinci sunt producători dispecerizabili);
- 15 furnizori licențiați de energie electrică;
- 20 consumatori care își pot alege furnizorul;
- un distribuitor de energie electrică;
- un transportator (Compania Națională Transelectrica S.A, exercitînd funcțiunile de Operator de Transport și de Operator de Sistem);
- operatorul comercial al pieței (OPCOM S.A.).

În acest context, activitatea OPCOM în cadrul pieței este desfășurată în principal pe următoarele **coordonate**:

- mijlocirea tranzacțiilor cu energie electrică (angro) și servicii de sistem;
- programarea unităților dispecerizabile, pe baza ofertelor (preț, cantitate);
- stabilirea drepturilor și obligațiilor de plată pentru participanții la piață;
- publicarea informațiilor relevante pentru piață.

Exercitîndu-și funcțiunile, OPCOM se plasează în "inima" pieței angro, ceea ce determină existența unei structuri de relații și fluxuri de date și informații dinamice și complexe, după cum se poate observa în figura 1.

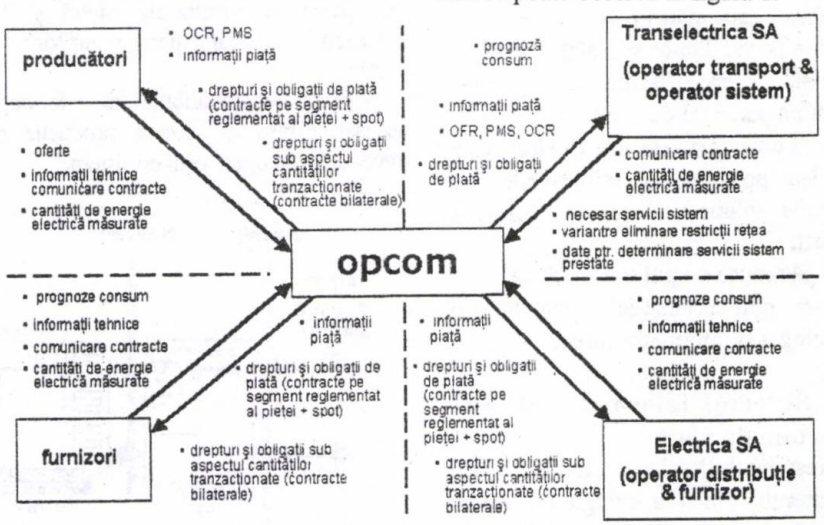



Fig. 1. Principalele relații funcționale realizate de OPCOM în cadrul pieței de energie electrică.

## 3. Strategia IT în domeniul operatorului pieței de energie

Departamentul IT al operatorului pieței de energie folosește tehnologii

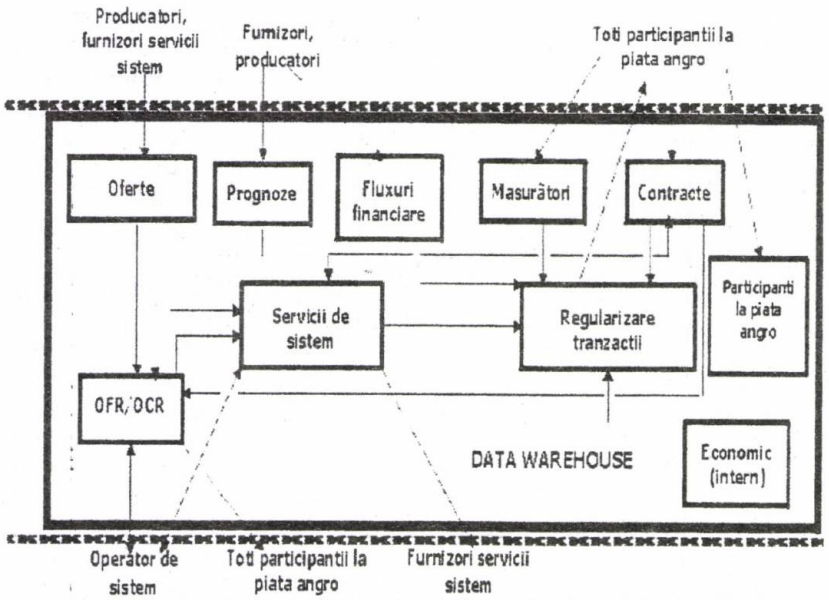



Fig. 2. Flux de informaţii în procesul de administrare a pieţei angro de electricitate din România.

electronice şi informatice pentru a oferi participanţilor la piaţa de energie servicii de bază, într-o manieră prietenoasă, eficientă şi accesibilă. Tehnologile informatice sunt folosite pentru a îmbunătăţi calitatea serviciilor, creşterea productivităţii, eficienţă în livrarea serviciilor.

Pentru a realiza aceste cerinţe, departamentul IT trebuie :

- să achiziţioneze o tehnologie scalabilă şi interoperabilă;
- să utilizeze soluţii de arhitecturi deschise, care sunt proiectate pentru a asigura portabilitatea şi scalabilitatea;
- să ofere informaţii printr-o structură partajată de reţea;
- să proiecteze sisteme flexibile care să dea posibilitatea utilizatorilor să dezvolte soluţii care satisfac cerinţele proprii;
- să reducă timpul tranzacţional;
- să obţină beneficiul maxim din tehnologia şi informaţia curentă.

### 3.1. Sistemul informatic al operatorului de piaţă

Responsabilităţile cheie ale operatorului pieţei de energie în ceea ce priveşte operarea pieţei şi încheierea de acorduri, vor fi suportate de sistemul informatic al operatorului, un sistem electronic de comercializare în care se vor executa toate tranzacţiile.

Funcţiile principale ale acestui sistem informatic sunt:

- primirea licitaţiilor de vînzare şi cumpărare. Această funcţie include şi o serie de proceduri de verificare, cu scopul de a ajuta participanţii să nu facă erori în licitaţie;
- licitarea corespunzătoare şi obţinerea preţurilor marginale orare;
- primirea informaţiilor în ceea ce priveşte executarea unor contracte fizice bilaterale;
- efectuarea unor tranzacţii de energie şi facturarea participanţilor;
- furnizarea informaţiilor necesare, referitoare la rezultatele pieţei şi la tranzacţii, tuturor participanţilor la piaţă;
- efectuarea schimbului de informaţii necesar pentru a executa producţia şi tranzacţiile cu operatorul de sistem.

### 3.2. Principiile de proiectare ale sistemului informatic

Structura sistemului informatic trebuie să permită accesul unor clienţi care nu au suficiente cunoştinţe informatice, precum şi accesul unor largi categorii de clienţi cu diverse tipuri de necesităţi. Soluţia adoptată trebuie să permită ca un număr mare de participanţi să aibă posibilitatea să opereze pe piaţă într-un interval scurt de timp. Necesităţile hardware ale participanţilor sunt simple, robuste şi sigure şi utilizează un software standard conceput pentru calculatoare PC.

Avînd în vedere natura financiară a informaţiilor (licitaţii de cumpărare şi vînzare, rezultate corespunzătoare etc.) este necesară aplicarea tehnologiei de încriptare şi autentificare a informaţiei transmise şi recepţionate de/de la participanţii la piaţă.

Pentru a realiza cerinţele menţionate mai sus, se adoptă tehnologia Internet ca tehnologie de bază a pieţei electronice.

Sistemul informatic are o configuraţie de stea, în care toate tranzacţiile sunt înregistrate într-o bază de date centralizată.

Tabelul 1 prezintă necesităţile de proiectare ale sistemului informatic şi soluţiile la fiecare cerinţă în parte.

Prin urmare, comunicarea dintre participanţi şi sistemul informatic nu trebuie să constituie un obstacol pentru intrarea oricărui tip de participant, sistemul informatic trebuie să fie proiectat astfel încît să fie accesibil prin patru tipuri de sisteme de comunicaţii:

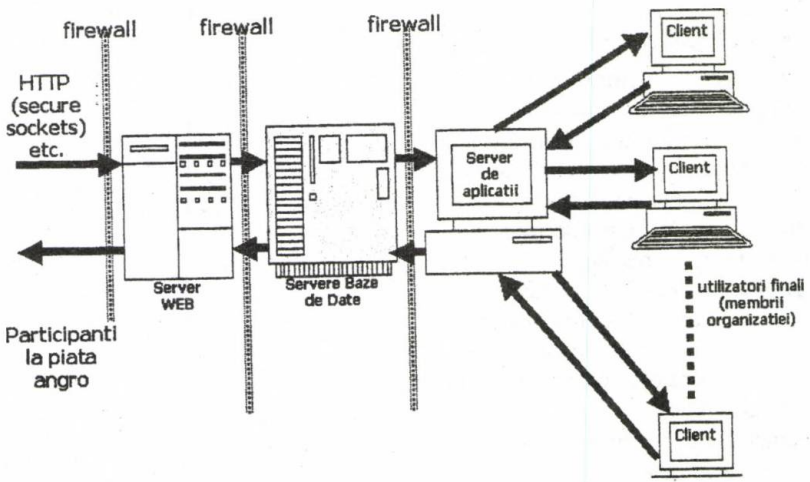



Fig. 3. Arhitectura soluţiei IT pentru suportul activităţii Operatorului Pieţei de Electricitate din România.

*Tabelul 1*

| Cerinţe | Rezolvare | Soluţie |
|---|---|---|
| Număr nelimitat de participanţi | Proiectare modulară | Tehnologia Internet |
| Necesităţi minimale pentru o staţie client | Software standard | Elimină folosirea unor produse specializate |
| Accesul tuturor tipurilor de participanţi | Comunicaţii standard | Folosirea modurilor de comunicare disponibile |
| Securitate controlată | Sistem de securitate actualizat | Firewalls, Smart cards, SSL |
| Posibilitatea creşterii numărului de participanţi | Soluţii scalabile | Toate modulele sunt scalabile |
| Toleranţa la o singură eroare | Redundanţa elementelor hardware | Duplicarea tuturor elementelor sistemului informatic |

- linii telefonice analogice;
- linii integrate digitale (ISDN);
- internet;
- linii închiriate.

Participanţii pot folosi oricare din sistemele de comunicaţii de mai sus, sau o combinaţie a lor, corespunzător nevoilor specifice. Toate elementele de suport pentru comunicaţii tolerează o singură eroare.

Pentru a satisface cerinţele de securitate impuse de o piaţă electronică se utilizează tehnologii obişnuite comerţului electronic, prin Internet:

- identificarea fiecărui participant prin smart card;
- controlul diverselor niveluri de acces prin certificate emise de sistemul informatic;
- folosirea de protocoale de comunicare securizate html, urmînd standardul „secure sockets layer"(SSL).

## Concluzie

Realizatorii sistemului informatic al Operatorului Pieţei de Energie trebuie să depună eforturi continue pentru a deţine nivelul de tehnologie care să le permită să răspundă prompt la competiţia pieţei şi să se adapteze la tendinţele de dezvoltare care apar.

**BIBLIOGRAFIE**

[1] John, F., Rockart, Michael J., Earl & Jeanne W., Ross, *Eight Imperatives for the New IT Organization*". În: Sloan Management Review, Fall 1996, pag. 47

[2] Jeanne, W. Ross, Cynthia Mathis Beath and Dale L. Goodhue *Develop Long-Term Competitiveness through IT Assets*, Sloan Management Review, Fall 1996, pag. 31

[3] Brett E. Battles, Mark, D., Ryan, C. *Why Otherwise Good Managers Spend Too Much On Information Technology*, The McKinsey Quaterly, 1996

**Referent: ing. Alexandru Săndulescu - ANRE**

**(Primit la 31 ianuarie 2001, acceptat la 27 februarie 2001 )**

## *Din energetica mondială*

### TRĂSNET 2001 – Congres şi expoziţie, mai 2001, Montpellier, Franţa

Societatea Inginerilor Electricieni Electronişti Francezi în colaborare cu Societatea Regală Belgiană a Electricienilor organizează această manifestare bienală, devenită tradiţională, la care se dezbat problemele trăsnetelor şi ale protecţiei contra acestui fenomen natural deosebit de spectaculos, cu efecte multiple asupra liniilor de energie şi telecomunicaţii.

Manifestarea poartă girul unor organizaţii prestigioase, cum sunt: EdF, Universitatea Politehnică din Mons, France Telecom, Universitatea La Sapienza (Italia) sau Schneider Electric (Franţa).

Informaţii suplimentare se pot obţine la:

SEE – Foudre 2001 – 11 – 17 rue Hamelin 75783, Paris-Cedex 16 France

e-mail: congres@see.ass.fr

### NUCLEAR 2001

BERD (Banca Europeană pentru Reconstrucţie şi Dezvoltare) a hotărît să acorde Ucrainei un împrumut de 215 mil. $ pentru modernizarea parcului nuclear al acestei ţări şi aducerea acestuia la exigenţele Europei de Vest. Sunt vizate centralele nucleare Hmielniţki 2 şi Rovno 4, ambele de tip VVER 1000 (modelul anilor '70). Costul total al ameliorărilor pentru cele două centrale nucleare se ridică la aproximativ 1,5 mld. $. Restul investiţiei necesare va fi acoperit în mică parte de guvernul ucrainian (50 mil. $) şi în cea mai mare parte de Comisia Europeană (585 mil. $), de Organizaţia Energoatom din Rusia (158 mil. $), precum şi de alte agenţii de credite de export. Este interesant de subliniat ce mare importanţă acordă Uniunea Europeană modernizării parcului nuclear ucrainian, după acceptul acestei ţări de a închide centrala nucleară de la Cernobîl.

# Program de simulare "PROM" a programării şi dispecerizării unui sistem electroenergetic

**ing. Cornel ALDEA***

*Articolul prezintă un program de simulare grafică a pieţei zilnice de energie electrică. Programul de simulare numerică se bazează pe un număr oarecare de producători (vînzători) şi consumatori (cumpărători) şi simulează desfăşurarea procesului de interacţiune între cerere şi ofertă. Programul poate să combine diferite valori ale mărimilor de intrare pentru diferite niveluri de dezvoltare a pieţei de electricitate şi să prezinte rezultatele procesului atît grafic, cît şi numeric. Programul este o aplicaţie de tip Windows cu o interfaţă grafică de utilizare, capabil să fie rulat pe un PC obişnuit, compatibil IBM.*

*The paper presents a graphical simulation program programme of the daily electricity market. The numerical simulation program is based on a random number of producers (sellers) and consumers (buyers) and simulated the development of the interaction process between demand and offer. The program can combine different values of the input quantities for different levels of the electricity market development and presents the result of the process both graphically and numerically. The program is a Windows type application with a graphic interface, that can be run on an ordinary IBM+compatible PC.*

Descriptori: piaţă de energie electrică, ordine de merit, preţ marginal de sistem.

## Introducere

Programul de simulare prezentat în acest articol a fost creat pentru a fi un instrument cu care să se poată aplica regulamentul de programare şi dispecerizare a sistemului electroenergetic naţional elaborat de ANRE [1]. Acest regulament stabileşte procedura de participare a producătorilor de energie electrică la acoperirea cererii. Prin program se stabileşte ordinea de încărcare a unităţilor dispecerizabile pentru următoarele două zile.

Scopul pieţei zilnice, ca parte integrantă a pieţei de energie electrică, este de a efectua tranzacţiile de energie electrică pentru ziua următoare, pentru ofertele de vînzare/cumpărare de energie electrică transmise de către toţi participanţii la piaţă.

Aceste oferte vor fi transmise Operatorului Comercial şi vor fi incluse într-o procedură de ordonare (ordine de merit) pentru orizontul zilnic programat corespunzător zilei următoare a sesiunii de piaţă şi cuprinzînd 24 de ore consecutive (23 sau 25 de perioade pe zi cînd se trece de la ora de vară sau respectiv de iarnă). Piaţa zilnică va fi structurată într-o singură sesiune pentru fiecare orizont zilnic programat.

Vînzătorii de pe piaţa zilnică de energie electrică sunt definiţi astfel:

1. Proprietarii unităţilor de producere care au grupuri cu o capacitate mai mare de 50 MW.

2. Autoproducătorii, după ce şi-au acoperit necesarul propriu al companiei lor sau al unităţilor afiliate, atunci cînd deţin majoritatea acţiunilor, pentru surplusul de energie electrică atunci cînd este disponibil.

3. Agenţii externi a căror participare ca producători pe piaţa de energie electrică este autorizată.

4. Unităţi de producere sunt considerate şi grupurile de cogenerare şi fiecare unitate de management al centralelor hidroelectrice.

Programul stabileşte ordinea de merit şi preţul marginal de sistem pentru fiecare interval orar al următoarelor două zile (fără restricţii de reţea – OFR). Prin ordinea de merit se determină puterea cu care participă fiecare unitate dispecerizabilă la acoperirea necesarului de energie electrică şi pragul cererii de consum din sistem, prag de la care intră în funcţiune fiecare unitate de producere. Algoritmul prezentat în [2] şi aplicat pe piaţa spaniolă pleacă de la premisa că există atît oferte de vînzare, cît şi de cumpărare (cantităţi şi preţuri) de energie electrică (fig.1 *a*). Algoritmul programului prezentat în acest articol pleacă de la premisa că se dispune de mai multe oferte de producţie (cantităţi şi preţuri), dar de o singură ofertă de consum, formată din cantitatea necesară la nivel de sistem şi fără ofertă de preţ (fig.1 *b*).

În figura 1 se prezintă schematic procesul de echilibrare a cererii cu oferta, care se realizează în fiecare interval bază de decontare (de exemplu orar).

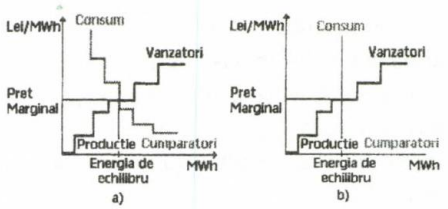



Fig. 1. Procesul de echilibrare cerere-ofertă: a – în codul spaniol; b – în programul PROM.

## 1. Principiile de programare a unităţilor dispecerizabile

Ordinea de merit fără restricţii (OFR) şi preţul marginal de sistem se stabilesc pe baza următoarelor criterii: se deduce valoarea totală orară estimată a consumului de energie electrică din totalul ofertei de consum; se poziţionează în ordinea de merit unităţile dispecerizabile cu priorităţi şi după aceea unităţile fiecărui producător semnatar al unui contract de portofoliu care deţine unităţi dispecerizabile, în ordinea preţurilor ofertate, pînă la acoperirea cantităţilor de energie electrică prevăzute în respectivele contracte. În continuare se poziţionează în ordinea preţurilor şi, pe baza disponibilităţilor declarate, toate unităţile dispecerizabile rămase, ofertate de producători. Nu se ţine seama de restricţiile de sistem.

Ordinea de prioritate a ofertelor de producţie şi tipurile acestora este următoarea: asigurarea debitelor de servitute şi a altor restricţii de utilizare a apei din amenajările hidroenergetice, precum şi optimizarea funcţionării centralelor/amenajărilor hidrotehnice (1); preluarea integrală a energiei furnizate de CNE Cernavoda (2); asigurarea încărcării electrice a grupurilor în cogenerare la nivelul impus de sarcina termică (3); arderea

* Transelectrica- DO-DEN

unor cantităţii prestabilite de cărbune (4); respectarea contractelor tip PPA ale unor producători (5); respectarea contractelor bilaterale ale unor producători încheiate cu consumatorii care îşi pot alege producătorii (6); respectarea contractelor de import/ export energie electrică (7) şi respectarea contractelor de portofoliu (care se poate considera ca prioritate ultimă) (8). După această clasă de oferte sunt luate în considerare ofertele propriu-zise, care de fapt sunt singurele care formează piaţa spot.

*Ofertele simple* sunt definite ca acele oferte de vînzare pe care vînzătorii le transmit pentru fiecare perioadă orară programată şi unitate de producere deţinută, conţinînd preţul şi cantitatea de energie electrică ofertată. Pentru fiecare perioadă orară programată pentru orizontul zilnic programat pot fi maximum trei niveluri de putere (fig. 2) pentru aceeaşi unitate de producere, cu un preţ diferenţiat pentru fiecare din unităţile menţionate, cu preţul crescător de la un nivel la alt nivel.

*Ofertele complexe* sunt definite ca acele oferte de vînzare, în conformitate cu toate cerinţele care guvernează ofertele simple, incluzînd una sau toate condiţiile descrise şi enumerate în continuare.

Programul include aceste condiţii în procesul de ordonare, în conformitate cu termenii descrişi în reglementări.

Pot fi incluse în oferta complexă următoarele condiţii:

- *Condiţia de indivizibilitate.* Dacă această condiţie este menţionată în oferta de vînzare de energie electrică a unităţii de producere, acest palier, numit palier indivizibil al ofertei, va fi ordonat în întregime, niciodată fracţionat, cu excepţia situaţiei cînd se aplică condiţia privind gradientul de încărcare.

Vînzătorii vor avea posibilitatea să includă această condiţie în oferta de vînzare pentru primul bloc, blocul cu cel mai scăzut preţ dintre blocurile de putere posibile pentru fiecare perioadă orară programată (interval bază de decontare).

Unităţilor de management hidro nu li se va permite includerea acestor condiţii decît pentru unităţile de pe firul apei. Similar modului de tratare pentru această condiţie este tratarea de către program a situaţiilor în care este necesar ca din primul bloc de putere să fie alocată o fracţiune sub puterea minimă tehnic (fig. 2).

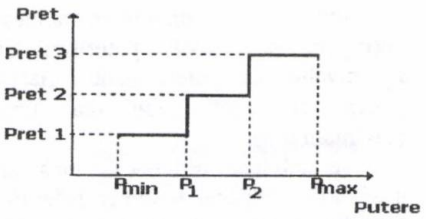



Fig. 2. Oferta de preţuri producţie.

- *Variaţia capcităţii de producţie sau condiţiile gradientului de încărcare descărcare, pornire/oprire.* Aceste condiţii vor fi exprimate în MW/min. Rezultatul va fi în orice caz limitat de capacitatea maximă de producţie a unităţii de producere. Această condiţie trebuie să respecte variaţia liniară continuă a puterii unităţii de producere în perioada orară programată, pentru care vînzătorul emite oferte de vînzare a energiei electrice.

- *Condiţia unui venit minim.* Vînzătorii o pot include ca pe o condiţie care să permită retragerea ofertei de vînzare pentru fiecare unitate de producere dacă vînzătorul nu obţine un venit minim, care va fi exprimat în ofertă sub forma unei valori monetare fixe şi a uneia variabile. Condiţia venitului minim nu va fi permisă în cazul în care venitul cerut depăşeşte venitul care ar rezulta din acceptarea totală a ofertei. În această versiune a programului această condiţie, pentru care sunt necesare date foarte bine fundamentate, a fost înlocuită cu *condiţia de funcţionare neîntreruptă.*

## 2. Procedura de determinare a ordinii de merit şi a preţului marginal de sistem

Programul de calcul are la bază următoarea procedură de determinare a ordinii de merit şi a preţului marginal de sistem.

### 2.1. Verificarea ofertelor

Se realizează următoarele verificări privind puterea din ofertele de vînzare, notată cu $P_g$:

- să fie mai mică sau egală cu cea mai mică dintre puterea maximă tehnic şi puterea disponibilă (notată cu $P_{max}$ respectiv $P_{disp}$);
- să fie mai mare sau egală cu puterea minimă tehnic (notată cu $P_{min}$);
- nivelul de putere al celei mai importante dintre priorităţi trebuie să fie mai mare decît $P_{min}$;
- suma nivelurilor de putere alocate restricţiilor de producere pentru o unitate de producţie trebuie să fie strict mai mică decît puterea disponibilă oferită.

De asemenea, programul verifică conţinutul ofertei pentru ca: preţurile de producere pentru fiecare bloc (fig.1) să fie crescătoare; valoarea pentru venitul minim inclus în condiţia respectivă din ofertă să nu depăşească venitul pe care îl poate obţine în cazul în care este acceptată întreaga ofertă de putere pentru unitatea de producţie respectivă.

Programul verifică şi transmite un mesaj de avertisment dacă suma ofertelor de vînzare este mai mică decît suma ofertelor de achiziţie.

### 2.2. Procesul de ordonare

*Elementele de bază*

Termenul de *algoritm de ordonare* defineşte setul ordonat şi limitat de operaţii matematice care face posibilă obţinerea, pentru fiecare perioadă orară programată (interval bază de decontare), a preţului marginal de sistem. Acesta este preţul corespunzător ofertei de vînzare emise de proprietarul unităţii de producere solicitată ultima să intre în sistem pentru a acoperi cererea de energie electrică.

Prin intermediul acestui algoritm simplu de ordonare se obţin preţul marginal şi puterile active (respectiv valorile de energie electrică) acceptate pentru fiecare unitate de producere pentru fiecare perioadă orară programată (interval bază de decontare). În algoritmul de ordonare vor fi acceptate şi condiţiile prezentate la pct. 1, care definesc ofertele complexe. Criteriile care guvernează alocarea producţiei, precum şi stabilirea preţului marginal de sistem sunt comune pentru procesele de ordonare simplă şi complexă.

Producţia de energie electrică subiect al contractelor bilaterale fizice la care participă consumatorii ce îşi pot alege furnizorii, agenţii externi, producătorii de energie electrică şi producătorii cu regim special, va fi inclusă în procesul de ordonare şi luată în considerare de-a lungul procesului de ordonare pentru verificarea producţiei tehnice minime şi maxime şi a gradientul de încărcare/ descărcare a unităţii de producere din discuţie.

Procesul de ordonare urmăreşte, pe cît îi permit restricţiile tehnice, să ofere şanse egale pentru oferte similare, să

stimuleze concurenţa şi să obţină preţuri marginale cît mai coborîte.

De asemenea, dacă nu poate oferi condiţii egale pentru oferte similare va favoriza unităţile care au oferte cu putere minimă mai redusă. Cînd condiţiile o cer (nivelul minim al puterii) şi este necesar să se reducă puterea pe unităţile deja intrate în ordinea de merit, aceasta se face în ordinea descrescătoare a preţului, începînd cu ultimele intrate. Reducerea puterii cînd unităţile sunt pe primul palier se face pînă la valoarea puterii minime. Se procedează astfel din trei motive: a) verificarea condiţiei de funcţionare neîntreruptă poate cere acest lucru; b) este mai avantajos pentru sistem să existe mai multe unităţi în funcţiune, programate sub preţul marginal; c) din motive de stimulare a pieţei spot. Reducerile nivelului de putere se vor face, pe cît posibil, din unităţile proprietarului a cărui unitate marginală o cer. Aşa cum se va descrie în algoritm, există posibilitatea de a găsi soluţia optimă alegînd între reducerea puterilor unităţilor deja intrate în ordinea de merit, sau creşterea valorii limită superioară a palierului pe care se găsesc unităţile deja intrate. S-a ales prima variantă, deoarece s-a prevăzut o perturbare (aşa cum se va vedea din prezentarea aplicaţiei) mai mică a valorilor din oferte.

Toate aceste criterii de selecţie a unităţilor marginale fac ca atunci cînd nu se pot trata în mod egal oferte similare, criterii cum sunt: departajarea după momentul de recepţie al ofertei sau ordinea alfabetică a denumirii unităţii (proprietarului), să fie luat în considerare ca ultim criteriu şi chiar să fie eliminat.

În cazul în care, in extremis, trebuie scoasă din ordinea de merit o unitate deja introdusă (necesitatea reducerii sub puterea minimă), scoaterea se va face în ordinea indicată de proprietar, conform ofertei.

Dacă reglementările o vor permite, este posibil să se meargă şi spre reducerea zonelor afectate rezervelor primare şi secundare, prin permiterea fie de valori mai mici pentru puterea minimă din oferte, fie de valori mai mari pentru puterea maximă.

### 2.2.1. Ordinea de merit pentru oferte simple

În **prima etapă** se obţin preţurile marginale pentru fiecare palier orar, fără a se face verificarea pentru *condiţia de funcţionare neîntreruptă.*

Pentru fiecare palier orar se parcurg următoarele operaţii:

- pentru fiecare unitate se stabilesc, corespunzător cu nivelul puterii ofertate $P_g$, niveluri de putere pentru fiecare palier de preţ (minimum unul, maximum trei);

- se stabileşte ordinea de încărcare a unităţilor dispecerizabile cu priorităţi. Se selectează blocul cu palierul cu preţ minim prin parcurgerea pentru toate unităţile cu priorităţi a blocurilor care aparţin acestora. Se poziţionează în ordinea de merit unitatea corespunzătoare blocului selectat, încărcată la nivelul blocului selectat. În continuare se reia procesul prin selectarea blocului cu palierul de preţ minim din blocurile încă neselectate. Dacă unitatea căreia îi aparţine acest bloc a fost deja inclusă în ordinea de merit, încărcarea acesteia va fi suplimentată la nivelul blocului selectat. Pot exista situaţii în care se selectează mai multe blocuri cu acelaşi preţ minim, care corespund aceluiaşi număr de unităţi cărora le aparţin. Tratarea acestor blocuri se va face în funcţie de starea (introdusă sau nu în ordinea de merit) în care este găsită unitatea căreia îi aparţine. Şi anume, încărcarea unităţii este suplimentată cu blocul selectat, respectiv este introdusă în ordinea de merit încărcată la nivelul blocului selectat;

- se stabileşte ordinea de încărcare a unităţilor dispecerizabile fără priorităţi;

- dacă nu s-a acoperit necesarul curbei de sarcină se continuă cu poziţionarea în ordinea de merit a unităţilor dispecerizabile rămase, pînă la epuizarea tuturor ofertelor.

*Determinarea unităţilor marginale.* Prin unitate (unităţi) marginală (marginale - pot fi una sau mai multe) se înţelege unitatea (unităţile) al cărei (căror) bloc (blocuri – care au acelaşi preţ) va fi selectat ultimul (selectate ultimele) pentru acoperirea palierului de putere orară cerută de curba de sarcină.

S-au rezolvat următoarele situaţii posibile privind determinarea unităţilor marginale:

a) în cazul în care se selectează un bloc, deci o singură unitate, şi acesta corespunde primului palier de preţ, iar $P_{dif} < P_{min}$, $P_{dif}$ fiind puterea rămasă din palierul de putere neacoperită, algoritmul realizează reducerea încărcării unităţii (unităţilor) selectate la pasul anterior cu o cantitate $x = P_{min} - P_{dif}$ (pentru mai multe unităţi reducerea este o fracţiune de forma x împărţită la numărul de unităţi a căror putere trebuie redusă), după care se încarcă la $P_{min}$ unitatea selectată în ultimul pas. Astfel se acoperă cu exactitate palierul de putere cerut. Unitatea aceasta se va numi unitatea marginală, iar preţul blocului selectat corespunzător, preţ marginal;

b) în cazul în care sunt selectate "n" blocuri (unităţi care au acelaşi preţ pe palierul respectiv) pentru care suma puterilor lor $P_{sum}$ este mai mare decît puterea rămasă de acoperit $P_{dif}$, se determină cota parte "$x = P_{dif}/n$" cu care va fi încărcată fiecare unitate. Dacă încărcarea unităţilor se face pe primul palier, "x" trebuie să fie mai mare decît puterea minimă a unităţilor respective;

c) dacă există unităţi pentru care $x<P_{min}$, se va aplica următorul algoritm: se selectează unităţile pentru care este respectată condiţia $x<P_{min}$ (care pot fi în număr de m), calculîndu-se pentru acestea un nou $P_{sum}$ pentru blocurile selectate. Dacă $P_{sum} > P_{dif}$, fracţiunea cu care vor fi încărcate va fi "$y = P_{dif}/m$";

d) în cazul în care $P_{sum} < P_{dif}$ este necesar să se încarce unităţile care nu au respectat condiţia $x< P_{min}$. În această situaţie acestea se vor încărca succesiv în ordinea crescătoare a lui $P_{min}$, corespunzător puterii blocului respectiv şi lui $P_{min}$, pînă cînd se obţine $P_{sum} = P_{dif}$;

e) dacă totuşi selecţia de la pct. d) conduce la necesitatea de a descărca unităţi introduse deja în ordinea de merit, se aplică algoritmul de generare de strategii multiple. Algoritmul de generare strategii multiple realizează următoarele operaţii:

- identifică toate elementele posibile (acestea sunt formate din valorile puterilor minime pentru toate blocurile de primul palier, unităţile candidate ca unităţi marginale şi din valorile de putere rămase din acest palier);
- generează toate strategiile posibile (combinaţii între toate elementele); acestea se vor genera în ordinea crescătoare a lui $P_{min}$;
- selectează strategiile posibile din punct de vedere tehnic;
- determină pentru toate strategiile posibile valorile minime şi maxime între care se pot încărca unităţile din strategia respectivă;
- prima strategie pentru care $P_{dif}$ se încadrează între valorile minime şi maxime determinate în pasul anterior va fi strategia admisă. În această situaţie nu

mai este necesar să recurgă la descărcarea unităţilor deja introduse în listă;

• dacă nu este posibilă o rezolvare conform pasului anterior se creează lista valorilor cu care fiecare strategie posibilă impune descărcarea unităţilor deja introduse în listă. Pentru valoarea minimă, din această listă se alege strategia optimă.

**2.2.2. Ordinea de merit pentru oferte complexe**

În **a doua etapă** se face verificarea pentru *condiţia de funcţionare neîntreruptă.* (Acest lucru se face pentru toate unităţile pentru care se specifică valori pentru *condiţia de funcţionare neîntreruptă).* Algoritmul creat în acest caz parcurge următorii paşi:

a) se verifică simultan dacă unităţile respective sunt în ordinea de merit pentru toate orele pentru care a făcută ofertă şi dacă numărul de ore pentru care sunt admise este mai mare sau cel puţin egal cu valorile specificate pentru funcţionare neîntreruptă;

b) dacă există astfel de unităţi se reia integral procesul de ordonare şi la începutul procesului de selecţie pentru fiecare prioritate sunt poziţionate în ordinea de merit aceste unităţi cu putere corespunzătoare puterii minime, ceea ce rămîne din puterea palierului fiind alocat după procedura normală (conform valorii ofertei de preţ);

c) se reia procedura de la punctul a), pentru că pot exista situaţii în care alte unităţi, care în iteraţiile anterioare respectau această condiţie, în noua ordine de merit să nu o mai respecte.

Această verificare poate conduce la alte valori pentru preţul marginal de sistem decît cea rezultată din ofertele simple.

Algoritmul de determinare a ordinii de merit pentru oferte simple arată că aceasta nu este o simplă listă ordonată crescător pentru fiecare interval. Determinarea unităţilor marginale arată că pentru aceeaşi oră există o dependenţă atît între unităţile care au oferte cu aceleaşi paliere de preţ, cît şi între unităţile cu paliere de preţ diferite. Rezolvarea problemei, numită *condiţia de funcţionare neîntreruptă,* a dus la apariţia unei interdependenţe suplimentare, şi anume o dependenţă între odinea de merit creată pentru mai multe intervale. Rezolvarea următoarei condiţionări (vezi pct. 3) a ofertelor complexe va duce la o interdependenţă şi mai accentuată, adică se creează mult mai multe dependenţe între mai multe unităţi (ale aceluiaşi proprietar sau proprietari diferiţi şi chiar între unităţi cu proprietari diferiţi) din ordinea de merit din multe intervale orare.

În **a treia etapă** se face verificarea pentru condiţii de limitare a *variaţiei capacităţii de producţie sau condiţiile gradientului de încărcare/ descărcare şi pornire /oprire.* Din acest moment se va ţine seama de următoarea precizare: dacă unităţile de măsură pentru putere, respectiv energie sunt MW şi respectiv MWh, valoarea (adimensională) nivelului de putere la care va funcţiona unitatea în ora h-1 este egală cu valoarea (adimensională) a energiei furnizate în aceeaşi oră. La fel şi pentru ora h.

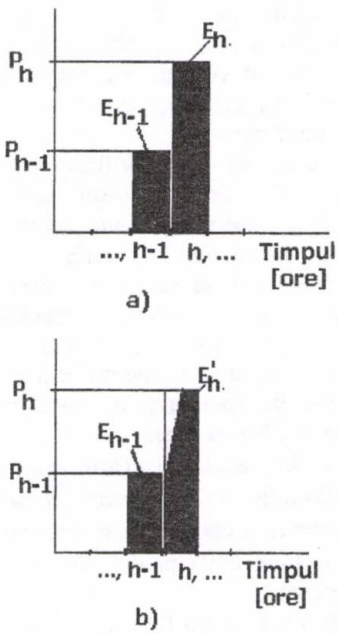



Fig. 3. Puteri şi energii orare.

În figura 3*a* s-a reprezentat programarea orară a unei unităţi cînd nu se ţine seama de verificarea condiţiei de gradient. În acestă primă situaţie unitatea este încărcată cu puterea $P_{h-1}$ în palierul orar h-1 şi cu puterea $P_h$ în palierul orar h. În mod corespunzător, energiile produse în orele h-1 şi h sunt $E_{h-1}$ şi respectiv $E_h$.

În a doua situaţie, reprezentată în figura 3*b*, cînd se verifică condiţia de gradient şi există un salt de nivel de putere între ora h-1 şi ora h, valorile adimensionale pentru putere şi energie pentru ora h nu mai sunt aceleaşi. Această precizare este făcută pentru că, pe de o parte, pentru dispecerizare se urmăresc nivelurile orare de putere, iar, pe de altă parte, pentru acoperirea curbei de sarcină trebuie urmărite şi valorile energiei furnizate orar. Avînd în vedere că toate salturile de putere fac ca energia furnizată în acea oră să fie mai mică decît energia furnizată în condiţiile în care nivelul de putere orar ar fi constant, trebuie ca alte unităţi să contribuie la acoperirea acestei diferenţe. Această diferenţă depinde de mărimea gradientului (a vitezelor de creştere sau descreştere). Dacă acesta este mare, cum este în cazul unităţilor hidro faţă de cele termoenergetice, ea poate fi considerată neglijabilă. Aceste diferenţe pot fi acoperite de unităţile care asigură reglajul primar, sau pot fi programate să fie date de unităţile dispecerizabile. Verificarea condiţiei de gradient are ca scop acoperirea acestei diferenţe de către unităţile dispecerizabile prin ordinea de merit. Acest lucru nu se poate realiza perfect şi deci nu exclude total aportul reglajului primar, deoarece pe durata unei ore nivelul de putere al unităţii care încarcă, respectiv descarcă este variabil, iar nivelul puterii unităţii care asigură compensarea diferenţei de energie se consideră constant. Din acest motiv, în continuare se face distincţie între valorile nivelurilor de putere (care se vor comunica pentru dispecerizare la operatorul de sistem) şi valorile puterilor (energiilor) considerate pentru acoperirea curbei de sarcină. De asemenea, trebuie să se aibă în vedere modul de reglaj al puterii la grupuri prin fixarea la începutul fiecărei ore a valorii de consemn. Apoi reglajul automat al fiecărui grup aduce nivelul puterii de funcţionare la nivelul consemnului.

În cazul verificării *condiţiilor gradientului de încărcare şi pornire* algoritmul programului se bazează pe următoarele două moduri de tratare a problemei:

a) cînd pentru $E_1 = E_2$ se verifică restricţia $pgu(h) <= P_{ppal}$ nivelul de putere admis este $pgu(h)$ (fig. 4*a*);

b) cînd egalitatea $E_1 = E_2$ se poate obţine numai în cazul în care $pgu(h) > P_{ppal}$, se revine la intervalul h-1 pentru care se acceptă un nivel de putere egal cu $P_h$. Energia suplimentară care se acceptă pentru intervalul h-1 va fi *ega (h-1).*

Pentru cazul a) se poate face următoarea observaţie: dacă se permite extinderea palierului de putere (în cazul ultimului palier acesta se va face prin reducerea zonei rezervate pentru reglaj)

nu mai este nevoie să se recurgă la o rezolvare de tipul b).

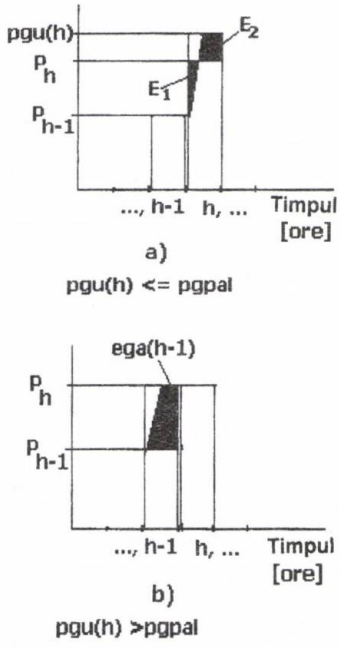



Fig. 4. Verificarea condiţiei gradientului crescător.

Avantajul rezolvării conform pct. a) este modificarea nivelului puterii chiar pentru unitatea în cauză. Rezolvarea de tipul b) conduce la situaţia în care energia suplimentară $E_1$, acceptată pentru unitatea în cauză pentru intervalul h-1, trebuie să fie redusă din puterea acceptată pentru altă unitate, al cărei bloc de putere a fost anterior acceptat în ordinea de merit, deci la un preţ mai mic. Dacă unităţile nu aparţin aceluiaşi proprietar va apărea o situaţie de defavorizare.

**1.** În acest scop, s-a creat procedura descrisă mai jos, în care pentru fiecare unitate programată se verifică, pentru toate intervalele de la 2 la 24, dacă sunt salturi crescătoare şi descrescătoare de putere între două intervale succesive:

I. Se controlează *condiţiile gradientului de încărcare sau pornire*, care se vor numi gradienţi crescători, pentru care:

- odonarea realizată pentru prima oră a zilei este considerată valabilă fără verificarea restricţiilor de gradient crescători;
- se definesc puterile de început (*pgs*) şi sfîrşit (*pgd*) pentru fiecare interval (palier orar);
- se verifică dacă sunt salturi ale puterilor *pgs* ale intervalului curent (notat cu h) şi *pgd* ale intervalului anterior (notat cu h-1) pentru fiecare unitate inclusă în ordinea de merit, adică *pgs(h) > pgd(h-1)*;
- pentru fiecare salt de putere se calculează viteza de creştere (notată cu *vit*):
- dacă *pgs* < $P_{min}$ (al unităţii), atunci *vit* = viteza de pornire;
- dacă *pgs* > = $P_{min}$ (al unităţii), atunci *vit* = viteza de creştere;
- pentru intervalul curent (notat cu *h)* se determină nivelul puterii (notat cu *pgu(h)*) pînă la care este permisă încărcarea unităţii în intervalul h, ţinînd cont că nivelul de unde începe saltul este nivelul de putere din intervalul anterior (notat cu *h-1*) , adică *pgd(h-1)*, astfel încît să se asigure energia rezultată ca necesară pentru intervalul *h*, corespunzătoare puterii programate;
- se verifică dacă *pgu* este mai mică sau egală cu nivelul de putere al palierului de preţ al unităţii (notat *pgpal)*. Dacă această condiţie este respectată, se acceptă ca putere programată valoarea *pgu*, adică *pgp=pgu*;
- dacă nu este verificată condiţia anterioară, adică *pgu* este mai mare decît *pgpal,* se va determina energia *ega* pentru intervalul *h-1,* astfel încît în intervalul h-1 să se atingă nivelul de putere cerut pe intervalul h, adică să se obţină *pgd(h-1)=pgs(h).* Deci nivelul de putere programat în intervalul h-1 va fi *pgp(h)*, iar energia programată pentru intervalul *h-1* va fi *ega.*

II. În cazul verificării *condiţiilor gradientului de descărcare şi oprire,* algoritmul programului se bazează pe următoarele două moduri de tratare a problemei:

c) cînd pentru $E_1 = E_2$ se verifică restricţia *pgu(h)* > $P_{min}$, nivelul de putere admis este *pgu(h)* (vezi fig. 5 a);

d) cînd $E_1 = E_2$ nu se poate realiza decît pentru *pgu(h)*< $P_{min}$, pentru *h* se acceptă un nivel de putere egal cu $P_h$. Energia suplimentară care se acceptă pentru intervalul *h* va fi *ega(h).*

Ca şi în cazul anterior, din aceleaşi motive, este avantajoasă o rezolvare după schema a).

În continuare se controlează condiţiile gradientului de descărcare sau oprire, care se vor numi gradienţi descrescători, pentru care:

- se verifică dacă sunt salturi ale puterilor *pgd* ale intervalului anterior (h-1) şi *pgs* ale intervalului curent (h) pentru fiecare unitate inclusă în ordinea de merit, adică *pgd(h-1) > pgs(h)*;
- pentru fiecare salt de putere se calculează viteza de descreştere (notată cu *vit*):

dacă *pgs(h)* < $P_{min}$ (al unităţii), atunci *vit* = viteza de oprire;

dacă *pgs* (h) >= $P_{min}$ (al unităţii), atunci *vit* = viteza de descărcare;

- pentru intervalul *h* se determină nivelul puterii, *pgu(h),* pînă la care este permisă încărcarea unităţii în intervalul *h*, ţinînd cont că nivelul de unde începe saltul descrescător este nivelul de putere din intervalul anterior *pgd(h-1);*
- se verifică dacă *pgu* este mai mare sau egală cu $P_{min}$ (al unităţii). Dacă această condiţie este respectată se acceptă ca putere programată valoarea *pgu*, adică *pgp=pgu.* Se determină valoarea energiei *ega(h)* corespunzătoare noii valori *pgp;*
- dacă nu este verificată condiţia anterioară, adică *pgu* este mai mică decît $P_{min}$, se va impune ca pentru intervalul *h, pgu(h)*= $P_{min}$, iar energia obţinută pentru intervalul *h, ega(h),* se va recalcula;
- dacă pentru intervalul *h* nu există ofertă se consideră că grupul de pe intervalul *h* se va opri (din programare *pgp(h)*=0), deci *ega(h)=pgp(h)*=0 se va calcula energia obţinută pentru intervalul *h, ega(h),* ţinînd seama de faptul că *ega(h)= pgp(h)*=0;
- se poate trece la verificarea pentru următorul interval.

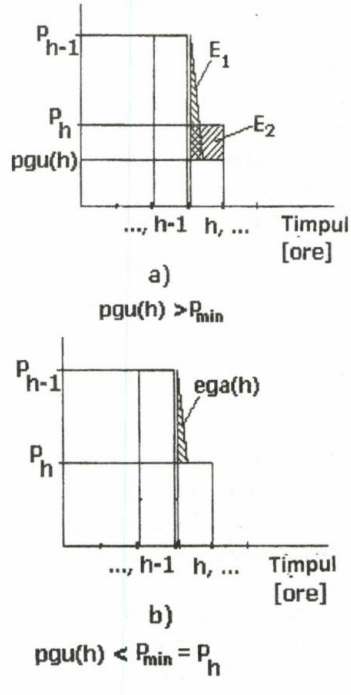



Fig. 5. Verificarea condiţiei gradientului descrescător.

În acest mod se verifică toate condiţiile gradientului pentru toate unităţile.

**2.** Luînd în considerare toate intervalele şi unităţile care vor intra în ordinea de merit avînd cantităţi suplimentare de energie, se determină unitatea care intră ultima în ordinea de merit.

**3.** Pentru unitatea determinată anterior se parcurg toate intervalele orare, în care această unitate intră cu cantităţi suplimentare de energie, acestea fiind compensate prin reducerea cantităţilor de energie (se vor determina niveluri de puteri corespunzătoare) cu care intră unităţile care au intrat înaintea acesteia în ordinea de merit şi în ordine descrescătoare a preţurilor blocurilor cu care au intrat. Şi de această dată se pot aplica reguli suplimentare, cum sunt: reducerea să se facă, dacă este posibil, pentru unităţile deţinute de acelaşi proprietar cu al unităţii care introduce cantităţi suplimentare. De asemenea, cînd se impune ca reducerea să se facă simultan de la mai multe unităţi (au intrat cu blocuri la acelaşi palier de preţ), să se facă cu aceeaşi fracţiune sau cu fracţiuni proporţionale cu cantităţile intrate, dacă există situaţii de nedeterminare.

O condiţionare suplimentară este aceea că reducerea nu se aplică unităţilor care au blocuri ce intră simultan (au acelaşi preţ) cu blocul unităţii care introduce cantitatea suplimentară. Această condiţionare face să se respecte regula generală ca unităţile de pe aceeaşi poziţie să fie tratate în mod egal (şanse egale pentru oferte similare).

**4.** Algoritmul se reia cu pct.1 pentru toate unităţile pentru care nu s-a făcut compensarea descrisă la pct. 3. Este evident că, datorită modificărilor de cantităţi cu care sunt acceptate aceste unităţi, care s-au modificat datorită reducerilor, verificarea condiţiei de gradient va duce la alte valori pentru cantităţile suplimentare.

Avantajele acestui algoritm este că el nu duce la nedeterminări şi numărul de operaţii (iteraţii) este limitat la numărul de unităţi. Este evident că pot să apară situaţii în care pentru unele paliere orare să se modifice preţul marginal de sistem faţă de ordinea de merit determinată pentru oferta simplă. Dar şi în acest caz, ca şi în cazul verificării condiţiei de funcţionare continuă, este posibil să se accepte numai preţul marginal determinat pentru oferta simplă.

## 3. Programul de calcul. Dimensiuni şi performanţe

Programul de calcul este scris în limbajul C++, sub sistemul WINDOWS. Prin faptul că utilizează alocarea dinamică poate rezolva probleme de orice dimensiune. Timpul de calcul este neglijabil, sub o secundă. Programul se execută sub sistemul WINDOWS.

Tipul bazei de date de intrare şi ieşire (ACCSESS, ORACLE etc.) şi al numelui fişierelor (de intrare şi ieşire) se stabileşte de utilizator, prin setările permise de funcţia "32bit ODBC" din "Control Panel".

Toate operaţiile de editare, actualizare şi tipărire a datelor de intrare şi respectiv de ieşire se fac în baza de date pentru care s-a optat.

Accesul la funcţiile programului se face printr-o bară de meniu, care cuprinde:

- comanda "File" permite selectarea fişierului cu datele de intrare şi ieşire;
- comanda "Execute" - comandă executarea calculelor;
- comanda "Print" - permite listarea la imprimantă a oricărui rezultat parţial sau final şi a unor parametri de control din timpul executării programului (semnalare de avertizare, erori etc.);
- comanda "List" - permite listarea video la terminalul staţiei de lucru a rezultatelor enumerate mai sus;
- comanda "Help" - permite accesul utilizatorului la un minim de informaţii privind programul şi rularea lui;
- numărul maxim de tipuri de priorităţi de producţie se stabileşte de către utilizator (programul permite orice număr). Tipul şi distribuţia lor vor fi date şi anunţate de utilizator (OC) ofertanţilor de unităţi dispecerizabile şi ele vor fi citite din tabelul 3 "Unităţi cu priorităţi" din baza de date;
- datele de intrare cuprind: prognoza de consum pentru ziua (pe paliere şi noduri de sistem), oferta de producere (tabelul 1-Unităţi disponibile, tabelul 2-Preţuri de producere, tabelul 3-Unităţi cu restricţii);
- datele de ieşire cuprind: ordinea de merit pentru ziua (tabelul 1-Unităţi dispecerizabile) şi prognoza de consum (un tabel cu puterea activă şi reactivă pe noduri şi paliere) necesare stabilirii ordinii de merit cu restricţii de reţea – OCR;
- dimensiunile sistemului pentru care se determină OFR şi preţul marginal de sistem sunt nelimitate, programul alocă memorie dinamic pe măsura necesităţilor.

Programul furnizează două fişiere text de control în care sunt listate rezultatele verificărilor, parţiale şi finale, precum şi semnale de avertizare şi eroare în datele introduse. Aceste fişiere pot fi consultate cu orice utilitar (Word etc.) şi listat la imprimantă.

Primul din acestea este un fişier martor detaliat, care cuprinde mesaje privind toate operaţiile pe care le face programul în timpul execuţiei. Aceste mesaje descriu operaţiile făcute, precum şi valori ale puterilor, energiilor şi preţurilor implicate în toate operaţiile. Acest fişier se poate păstra ca martor scris, pentru a justifica din toate punctele de vedere algoritmul programului. Al doilea fişier text sintetizează rezultatele astfel încît să permită o parcurgere rapidă şi eficientă a acestora.

O ultimă versiune a modulului de introducere a datelor de intrare permite ca acestea să fie extrase din fişiere de tip text.

## 4. Testare program

Programul a fost testat pe datele preluate dintr-o bază ACCESS.

Datele pentru prognoza de consum, oferta de producere, pentru o zi, preţurile de producere sunt pentru un sistemul Test IEEE cu 23 noduri (10 noduri generatoare), publicat în PAS [3].

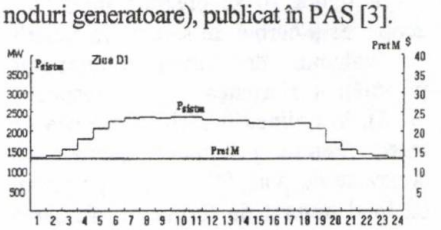



Fig. 6. Evoluţia preţului marginal de sistem şi a ofertei şi cererii de putere la nivel de sistem.

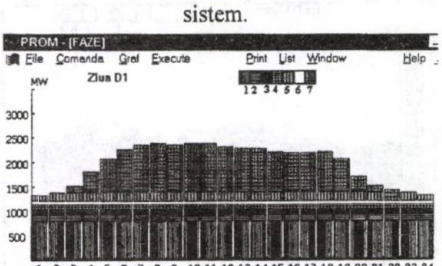



Fig. 7. Modul de acoperire a curbei de sarcină de către unităţile repartizate în 7 tipuri de priorităţi.

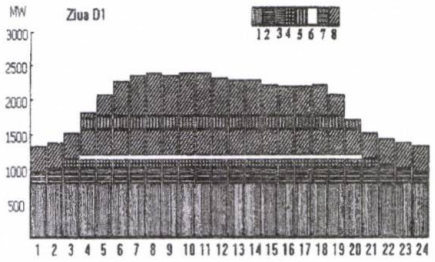



Fig. 8. Modul de acoperire a curbei de sarcină de către unităţile repartizate în 7 tipuri de priorităţi, după verificarea condiţiei de funcţionare neîntreruptă.

## 5. Aplicaţie

Programul a fost aplicat pentru mai multe situaţii reale de ofertare făcute pentru zile oarecare din acest an. În continuare se face analiza rezultatelor obţinute pentru situaţia în care oferta depăşeşte cererea.

Rezultatele obţinute în prima etapă, privind determinarea preţului marginal şi a unităţilor marginale, arată funcţionarea algoritmului prezentat la pct.1 şi sunt prezentate în figura 9.

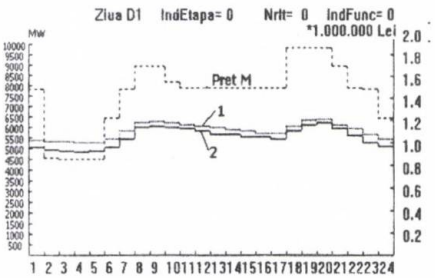



Fig. 9. Evoluţia preţului marginal de sistem şi ofertei şi cererii de putere la nivel de sistem (curba 1, respectiv 2).

În figura 10 se prezintă modul de acoperire a curbei de sarcină în funcţie de volumul de putere ofertat pe priorităţi (prioritatea nr. 1, respectiv nr. 2), în ordinea intrării în ordinea de merit. Pentru prioritatea „unităţi cu contracte de portofoliu" s-a reprezentat cu fond haşurat de forma "c" valoarea pentru care nu este respectată condiţia de funcţionare continuă.

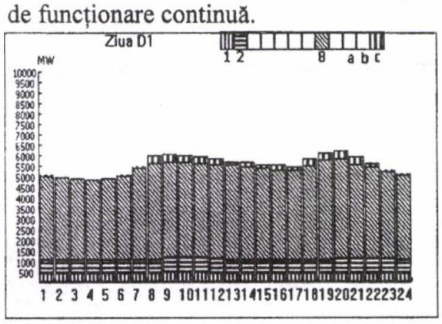



Fig.10. Modul de acoperire a curbei de sarcină.

În figura 11 s-a reprezentat o imagine completă a ferestrei de rezultate pe care o vizualizează programul la comanda "Graf", urmată de comanda "Unitate". Această facilitate grafică prezintă datele de ofertă, rezultatele procesului de determinare a ordinii de merit în toate etapele şi iteraţiile pentru fiecare unitate. În fereastra din stînga se poate parcurge lista unităţilor. Litera "P" indică faptul că unitatea a intrat în

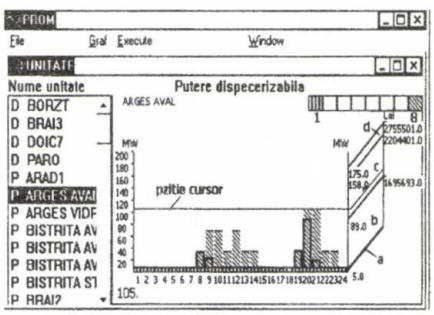



Fig.11. Graficul puterii dispecerizabile al unităţilor.

ordinea de merit, combinaţia de litere "PN" indică contrariul. Litera "D" indică faptul că programarea unităţii respective nu respectă condiţia de funcţionare continuă. După cum se observă s-a selectat pentru exemplificare unitatea ARGEŞ AVAL. Pentru aceasta, în fereastra din dreapta se prezintă graficul orar al puterii ofertate şi volumul orar al puterii dispecerizabile acceptate în ordinea de merit (reprezentată în chenar negru linie groasă). Se observă programarea conform cu prioritatea 1, respectiv 8. De asemenea, se observă că a rămas un volum de putere care nu a fost cuprins în ordinea de merit sub preţul marginal de sistem. Bara orizontală, numită "poziţie cursor", este mobilă şi poate fi deplasată cu mousul, ea indicînd în stînga jos, sub axa puterilor, valoarea puterii, iar în continuarea oblică a graficului poziţia în interiorul palierelor de putere şi preţ. Palierele de putere sunt reprezentate atît prin valori numerice (în acest exemplu valorile: 89; 158; 175 MW), cît şi cu bare oblice, ce indică pe axa preţurilor dispoziţia acestora pentru cele trei paliere.

În continuare se descrie, pentru cîteva paliere orare, modul în care s-au stabilit unităţile marginale (în acest exemplu aceste zone sunt notate cu b, c, d). Dacă este specificată şi valoarea pentru puterea minimă se formează o primă zonă (în acest exemplu notată cu "a" are nivelul de putere de 5MW) al cărui nivel de putere este indicat sub a doua axă a puterilor.

Această reprezentare grafică se obţine instantaneu şi furnizează toate informaţiile privind datele iniţiale şi rezultatele privind situaţia fiecărei unităţi de-a lungul întregului proces. Poate fi utilizată pentru o verificare rapidă calitativă, dar şi cantitativă, cu o bună aproximaţie. Verificarea cantitativă exactă se face prin consultarea fişierelor martor.

Astfel, pentru intervalul 3 se ajunge la $P_{dif}$ = 136 < $P_{sum}$ = 168 MW (suma puterilor oferite în palierul 2 de unităţile MINT1 şi MINT2 cîte 9 MW şi unitatea MINT5 în palierul 1 de 150 MW). Soluţia aleasă este încărcarea la $P_{min}$ = = 140 MW a unităţii MINT5, după ce în prealabil s-a descărcat cu 4 MW unitatea ROVI3, ultima încărcată (unităţii ale aceluiaşi proprietar). Acelaşi algoritm se aplică şi pentru intervalul 4, cînd $P_{dif}$ = 116 < $P_{sum}$ = =168 MW (suma formată din puterile oferite de aceleaşi unităţi ca mai sus). De această dată reducerea încărcării unităţilor admise anterior este de 24 MW. S-a redus puterea unităţii ROVI3, corespunzător palierului 2 de 10 MW şi apoi cu o cotă proporţională cu puterea palierului pe care s-au aflat unităţile: CRAI2, MINT1, MINT4, TURC1, TURC3 şi TURC6.

O situaţie diferită se întîlneşte pentru intervalul 5, $P_{dif}$=141<$P_{sum}$=168 MW, cînd se încarcă la $P_{min}$ = 140 MW unitatea MINT5, respectiv cu cîte 0,5 MW unităţile MINT1 şi MINT2.

Pentru intervalul 13, cînd $P_{dif}$ = 85< <$P_{sum}$ = 276 MW (suma puterilor oferite în palierul 1 de unităţile BRAI3 şi DOIC7, cîte 150 şi respectiv 126 MW) se aplică strategia simplă de la pct.d, pentru că se poate încărca la $P_{min}$ cel mai mic dintre cele două unităţi candidate (DOIC7 are $P_{min}$ = 105 MW, pe cînd BRAI3 are $P_{min}$ = 130 MW). Această strategie conduce la reducerea cu un total de 20 MW a unităţilor deja incluse: PARO, BORZT şi ROVI3.

O situaţie diferită faţă de cea anterioară se produce pentru intervalul 14, cînd $P_{dif}$ = 131 < $P_{sum}$ = 276 MW. Acum se aplică algoritmul generării de strategii multiple, care selectează automat unitatea BRAI3, care are $P_{min}$ = 130 MW şi care va fi încărcată la

131 MW. Astfel se evită reducerea puterii unităţilor deja incluse în ordinea de merit la care ar fi condus strategia simplă care aplică regula încărcării unităţilor de pe palierul 1 în ordine crescătoare a lui $P_{min}$.

O situaţie similară se rezolvă pentru intervalul 12, cînd $P_{dif}$ = 232 < $P_{sum}$ = = 276 MW . De această dată algoritmul de generare a strategiilor multiple selectează ca optim încărcarea la $P_{min}$ a unităţilor BRAI3 şi DOIC7, la un total de 235. Astfel este necesară o reducere de numai 2 MW a puterii unităţii PARO.

Aplicarea etapei a doua a algoritmului, respectiv etapa de verificare a condiţiei de funcţionare neîntreruptă, a condus la efectuarea a şase iteraţii. În aceste iteraţii se determină de fiecare dată o nouă ordine de merit, pentru că după ce sunt încărcate la $P_{min}$ pe toată durata de programare, alte unităţi pot să nu mai respecte această condiţie. Pentru exemplificare se citează exemplul deja analizat mai sus. Astfel după iteraţia iniţială notată cu „0" nu au respectat această condiţie unităţile: BORZT, BRAI3, DOIC7 şi PARO. Acestea sunt încărcate la $P_{min}$; în iteraţia a doua nu mai respectă condiţia unitatea MINT5. În consecinţă în iteraţia a 2-a este încărcată unitatea MINT5, apoi în iteraţia a 3-a unitatea ROVI3, în iteraţia a 4-a unităţile: MINT1 şi MINT4, în iteraţia a 5-a unitatea CRAI2 şi în iteraţia a 6-a unitatea IER14.

După ultima iteraţie evoluţia preţului marginal este prezentată în fgura 12.

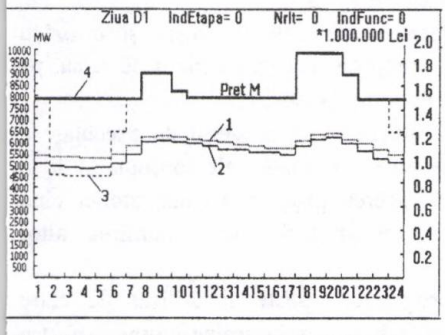



Fig.12. Evoluţia preţului marginal de sistem.

În figura 12 se prezintă evoluţia preţului marginal de sistem după oferta simplă (3), după verificarea condiţiei de funcţionare neîntreruptă (4); restul curbelor au aceeaşi semnificaţie ca mai sus.

Programul permite urmărirea evoluţiei preţului marginal de sistem după fiecare iteraţie de verificare a condiţiei de funcţionare neîntreruptă. S-a observat că preţul marginal stabilit după iteraţia întîi a rămas neschimbat. Aceasta se explică prin faptul că unităţile pentru care s-au îndeplinit condiţiile erau ultimele intrate în ordinea de merit, preţurile lor stabilind valorile preţului marginal de sistem. De asemenea, se observă că există paliere orare (2 la 6 şi 24) pentru care preţul marginal final depăşeşte cu mult preţul marginal iniţial. Se poate pune întrebarea care preţ marginal de sistem să fie acceptat. Pentru consumator este de dorit ca cel iniţial să fie acceptat. Dacă se reglementează acest lucru, producătorii care au intrat la puterea minimă cu preţuri peste preţul marginal vor fi constrînşi să reducă preţul pentru primul palier de putere, lucru care corespunde regulilor generale de piaţă, pe care şi programul le urmăreşte în toate etapele algoritmului.

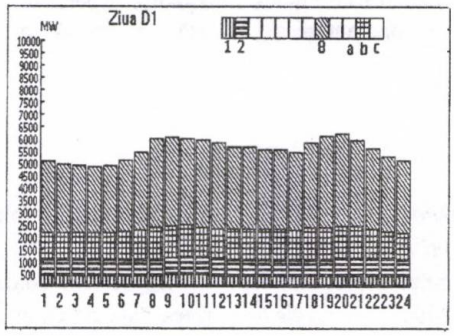



Fig.13. Modul de acoperire al curbei de sarcină (etapa a 2-a)

În figura 13 se prezintă modul de acoperire a curbei de sarcină în funcţie de volumul de putere ofertat pe priorităţi, în ordinea intrării în ordinea de merit. Pentru prioritatea, „unităţi cu contracte de portofoliu" s-a reprezentat cu haşuri de forma b valoarea pentru care este respectată condiţia de funcţionare continuă după iteraţia a şasea din etapa de verificare a condiţia de funcţionare continuă. Se observă, în comparaţie cu figura 10, că volumul acceptat pentru unităţile care respectă condiţia de funcţionare neîntreruptă este mai mare decît volumul acceptat iniţial. Este vorba de valorile cumulate ale puterii minime pentru unităţile care nu au respectat această condiţie de-a lungul celor şase iteraţii.

În continuare se prezintă rezultatele celei de a treia etape în care se face verificarea pentru condiţii de limitare a *variaţiei capacităţii de producţie sau condiţiile gradientului de încărcare/ descărcare şi pornire /oprire.*

În figura 14 se prezintă un detaliu al graficului puterii dispecerizabile a unităţii BRAI3.

Cu gc şi gd s-a notat dreapta care descrie evoluţia în timpul creşterii, respectiv descreşterii puterii unităţii. Palierele afectate sunt 7, crescător cu 35,5 MW (impus de nivelul palierului 8), apoi 11 descrescător cu 4,4 MW (impus de palierul 10), apoi 17, crescător cu 35,5 MW (impus de palierul 18) şi ultimul 22, descrescător cu 4,4 MW (impus de palierul anterior, 21).

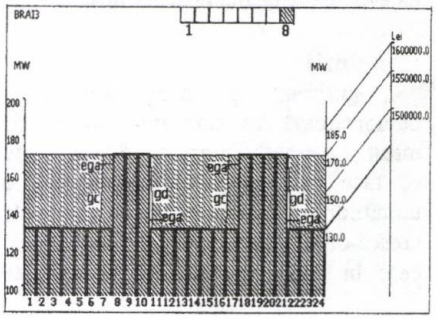



Fig. 14. Detaliu cu graficul puterii despecerizabile a unităţii (etapa a 3-a).

La prima verificare a rezultat că 19 unităţi nu respectă condiţiile de gradient. În timpul tratării succesive a acestora alte 15 unităţi nu mai respectau condiţiile de gradient. Acest lucru se datorează faptului că în acest ultim grup, care la prima verificare respecta condiţiile, unităţile respective au trebuit să fie acceptate cu niveluri de putere mai mici pentru a compensa energiile suplimentare cu care au fost acceptate unităţile din primul grup. Pentru trei din unităţile din al doilea grup (BUCV2 pentru 5MW, GROZ pentru 5MW şi PROG pentru 8MW) numai pentru ora 5 acest proces de compensare nu s-a putut încheia complet, fără a afecta unităţi cu priorităţi mai mici de 8. De menţionat că această exemplificare s-a realizat în ipoteza că la compensarea energiei suplimentare participă atît unităţile termo, cît şi cele hidro.

Este interesant de analizat cum s-a derulat procesul pentru intervalul 5. În primul rînd, din parcurgerea ofertelor rezultă că unităţile hidro nu au făcut oferte cu prioritatea 8 pentru acest interval. După verificarea condiţiei de funcţionare neîntreruptă grupul de unităţi TURC1, TURC2 şi TURC3 are puterea acceptată pentru ultimul palier

de preţ, redusă în special pentru intervalul 5. Deplasarea cu blocuri de energii suplimentare care trebuiau compensate dinspre stînga primului vîrf al curbei de sarcină ( dinspre intervalul 7 înapoi către intervalul 5) şi lipsa de oferte a unităţilor hidro care puteau compensa energia suplimentară fără ca la rîndul lor să creeze alte blocuri de energie suplimentară a făcut ca acest proces să nu poată fi compensat total de către unităţile cu aceeaşi prioritate.

În total, în cadrul acestei verificări s-au făcut 24 de iteraţii, pentru 24 de unităţi din 33 de unităţi termo care, conform datelor de ofertă, trebuiau verificate.

## Concluzii

Algoritmul şi programul creat demonstrează că stabilirea ordinii de merit şi a preţului marginal de sistem nu se face pe baza unei simple liste a unităţilor producătoare ordonate crescător, ci este un proces complex, în care în unele situaţii trebuie aplicate tehnici de căutare a optimului, aplicate similar în metodele de programare dinamică.

De asemenea, algoritmul descris în articol enumeră o multitudine de situaţii în care se poate alege între mai multe moduri de tratare care vor necesita ca reglementările să se facă într-un mod mult mai profund.

Algoritmul propus în articol menţionează de fiecare dată ce soluţii alternative existau la fiecare pas, alege tratarea cea mai adecvată şi astfel realizează o tratare completă, care nu conduce la situaţii de nedeterminare. De asemenea, alege realizări mult mai eficiente şi stimulatoare pentru dezvoltarea pieţei de energie bazate direct pe date concrete din oferte şi nu pe criterii colaterale (nume etc.).

Programul este realizat cu tehnicile cele mai moderne de programare, este simplu şi uşor de utilizat. Durata de calcul este practic neglijabilă şi permite o prezentare grafică şi scrisă a rezultatelor atît pe durata desfăşurării procesului, cît şi a rapoartelor finale.

Programul poate fi utilizat nu numai pentru determinarea zilnică a ordinii de merit, şi pentru studierea şi elaborarea de noi reglementări în domeniu. De asemenea, el poate fi utilizat de oricare din participanţi la piaţă pentru a verifica (după trei luni) rezultatele anunţate anterior de Operatorul Comercial.

**BIBLIOGRAFIE**


[1] *Codul comercial al pieţei angro de energie electrică*, aprobat prin Decizia ANRE nr. 22/05.07.99.

[2] *Electricity market rules*, February 1999- OMEL, Spania;

[3] *IEEE reliability TEST system.* În: IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol.Pas-98, No.6 Nov./Dec. 1979.



**Referent: prof dr. ing. Nicolae Golovanov - UPB**

**(Primit la 27 noiembrie 2001, acceptat la 11 ianuarie 2001)**


BUDAPESTI MŰSZAKI ÉS GAZDASÁGTUDOMÁNYI EGYETEM Műszaki Információs Központ és Könyvtár 2001

**COMENTARII**

*În activitatea zilnică a OPCOM S.A., pentru programarea funcţionării unităţilor dispecerizabile este utilizat PCOMPS* – Programul de calcul al ordinii de merit şi preţului marginal de sistem, *aprobat de ANRE în cursul anului 2000. Plecînd de la aceleaşi principii, de la algoritmul care este public, conform reglementărilor, autorul articolului a realizat un alt program de calcul, utilizat pentru compararea rezultatelor PCOMPS. În acest sens, realizarea este utilă pentru producătorii ofertanţi pe piaţa de energie electrică, pentru ANRE şi chiar pentru OPCOM.*

**ing. Alex SĂNDULESCU – ANRE**

În concordanţă cu *Codul tehnic al reţelei de transport, Codul comercial* şi *Regulamentul de programare şi dispecerizare*, se stabileşte, pe baza ofertelor producătorilor, „ordinea de merit" a grupurilor ofertate. Pe baza „ordinei de merit" şi prognozei de consum pentru ziua următoare se stabileşte „preţul marginal de sistem" pentru fiecare interval bază de programare şi „programarea fără restricţii de reţea".

Ordinea de merit şi programarea fără restricţii de reţea stabilite de Operatorul Comercial sunt transmise Operatorului de Sistem (Dispecerul Energetic Naţional), care verifică regimurile de funcţionare pentru fiecare interval bază de programare şi implementează, dacă este necesar, restricţiile de reţea.

Operatorul Comercial reface programarea cu restricţiile de reţea date de Operatorul de Sistem pentru fiecare interval de bază de programare şi o retransmite Operatorului de Sistem pentru verificarea regimurilor de funcţionare.

Pentru a uşura procesul de programare, Operatorul de Sistem va folosi programul realizat de dl. ing. Aldea Cornel, utilizînd drept mărimi de intrare ordinea de merit şi programarea fără restricţii de reţea.

Astfel va implementa restricţiile de reţea şi utilizînd „programul" va obţine programarea cu restricţii de reţea, pe care o va transmite Operatorului Comercial.

„Programul" va fi utilizat şi în procesul de executare a programării ori de cîte ori vor fi abateri ale consumului de la prognoză ce impun refacerea programării sau atunci cînd declanşări accidentale de grupuri impun pornirea altor grupuri.

De asemenea „programul" poate fi utilizat de către producători pentru a-şi stabili propria ordine de merit pentru grupurile ofertate, avînd astfel controlul grupurilor oprite sau pornite.

**ing. Marian Cernat – Operatorul de Sistem**

## CERINȚE OBLIGATORII
### pentru elaborarea lucrărilor propuse spre publicare în revista ENERGETICA

ENERGETICA este o publicație de nivel tehnico-științific ridicat și din acest motiv exigențele redacției sunt deosebite.

Revista încurajează prezentarea ideilor noi, originale, care contribuie la progresul și dezvoltarea tehnicii naționale și/sau mondiale, dar nu neglijează informarea specialiștilor energeticieni asupra noutăților tehnico-științifice (economice) din țară sau de peste hotare. Conținutul și nivelul revistei se bazează pe contribuțiile energeticienilor din toate sectoarele de activitate.

Pentru a asigura creșterea nivelului tehnico-științific al revistei și a prestigiului acesteia, autorii trebuie să respecte cel puțin următoarele condiții de formă și de conținut:

- vor preciza la începutul lucrării, pe scurt, stadiul problemei de care se ocupă pe plan național/mondial, descriind contribuția proprie (originală) fără emfază, dar nici cu modestie exagerată;
- afirmațiile trebuie să aibă acoperire în literatura de specialitate menționată în bibliografie sau în deducțiile proprii ale autorului; nu se admit afirmații luate din literatură nesemnalate ca atare, dîndu-se impresia că ar fi ale autorului;
- concluziile lucrării trebuie legate inseparabil de text, în sensul că acestea trebuie să reprezinte rezultatul logic al dezvoltării capitolelor lucrării. Concluziile generalizate care nu sunt demonstrabile prin cuprinsul lucrării scad valoarea lucrării și dau impresia de superficialitate;
- lucrarea trebuie să fie semnată de toți autorii, indicîndu-se concret coordonatele acestora (inclusiv numărul de telefon și de fax); să fie însoțită de un rezumat și de descriptori, simpli și plastici (cuvinte cheie). Autorii vor preciza în introducere sau în prima parte, dacă este vorba de o lucrare cu contribuții personale sau de una de sinteză-informații;
- lucrarea trebuie să fie dactilografiată (imprimată) pe hîrtie de format A 4, la două rînduri, pe o singură față a hîrtiei; volumul maxim nu trebuie să depășească 10 pagini a 2000 de semne; lucrarea va fi predată în două exemplare;
- autorii potențiali care își redactează textul lucrării pe calculator, sunt rugați să folosească fontul Times New Roman cu corp de 12 puncte;
- în cazul acceptării pentru publicare, vor trimite suplimentar și discheta, facilitîndu-se în acest fel procesarea în cadrul editării revistei.

*

De regulă, autorul unui articol original va prezenta modelul matematic propus sau folosit, fără excese introductive și nefăcînd abuz de formule, definind cu claritate problema pe care o tratează și nivelul deja cunoscut de la care pornește în abordare.

În continuare se vor dezvolta concret și coerent optimizările propuse, avantajele ce se obțin ca urmare a aplicării propunerilor proprii și modul în care acestea se pot materializa în viitor.

În mod obligatoriu trebuie indicat concret modul de implementare a propunerii(lor) făcute și ce rezultate benefice apar ca urmare a aplicării practice a ideii(lor) autorului. În cazul în care lucrarea a fost aplicată sau experimentată este recomandabil să fie evidențiate comparații între supozițiile inițiale (din modelul propus) și rezultatele practice obținute. Cu cît autorul este mai corect în acest context, cu atît devine mai credibil.

Articolele de sinteză trebuie să fie scrise cu multă rigoare, precizînd partea de contribuție a autorului față de datele preluate din literatura de specialitate.

Principiile de bază ce trebuie avute în vedere la elaborarea oricărei lucrări, chiar și a celor de informare, sunt următoarele:

– rigoarea profesională;
– conciziunea expunerii;
– probitatea științifică;
– actualitatea mesajului.

Cerințele prezentate mai sus sunt elaborate ținînd seama de:

– interesul cititorilor;
– necesitatea asigurării nivelului ridicat tehnico-științific al revistei;
– asigurarea protejării prestigiului autorului, a cărui semnătură apare explicit.

Pentru respectarea acestor cerințe, redacția vă mulțumește anticipat.

**Trapec S.A.**

TRACTEBEL PROJECT-MANAGERS,
ENGINEERS & CONSULTANTS

SR AC
Certificat Nr. 40/1
ISO 9001

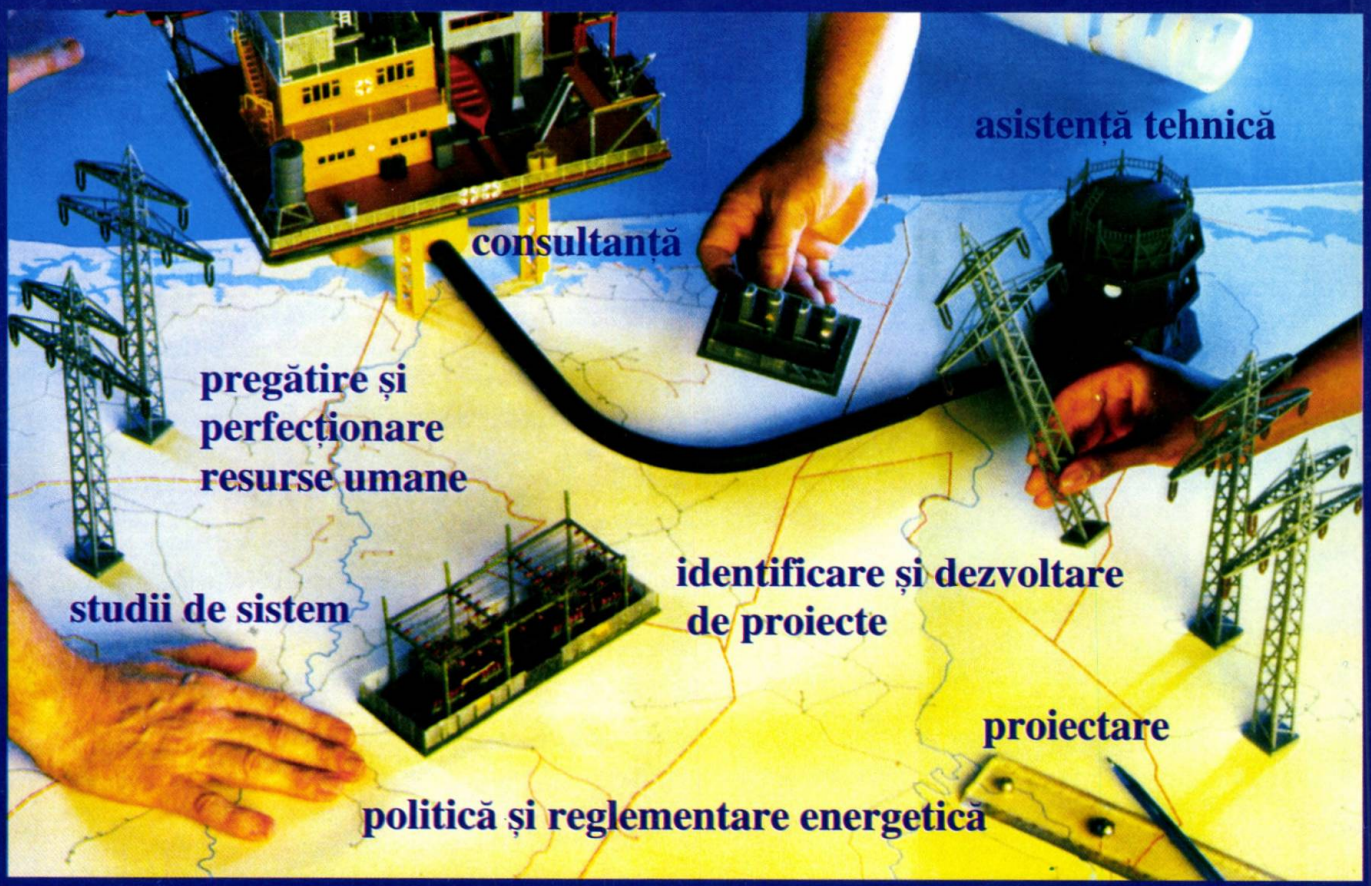
**Abordare multidisciplinară**

**Competență**

**Flexibilitate**

**Inovație**

**Dimensiune internațională**



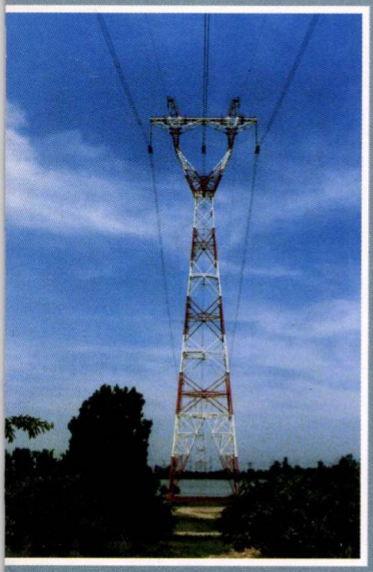

# PENTRU PRODUCEREA, TRANSPORTUL, DISTRIBUȚIA ȘI UTILIZAREA ENERGIEI

*TRAPEC S.A. - Divizia Energie*
*Str. Zării nr.14, Sector 5, București, Tel:+401 312 93 80, Fax:+401 312 93 85, E-mail: trapec@trapec.ro*

Mai 2001

E 2039 FF
8 000001 296848

# Energetica



## Număr special

## "Răspunsul sectorului energetic la cerințele acquis-ului comunitar în domeniul protecției mediului"

- protecția mediului
- acquis-ul comunitar
- factori de emisie
- centrale termoelectrice
- monitorizarea emisiilor de poluanți
- legislație de mediu

**ASTER**
Asociația Științifică și Tehnică a Energeticienilor din România

## CERINȚE OBLIGATORII

**pentru elaborarea lucrărilor propuse spre publicare în revista Energetica**

ENERGETICA este o publicație de nivel tehnico-științific ridicat și din acest motiv exigențele redacției sunt deosebite.

Revista încurajează prezentarea ideilor noi, originale, care contribuie la progresul și dezvoltarea tehnicii naționale și/sau mondiale, dar nu neglijează informarea specialiștilor energeticieni asupra noutăților tehnico-științifice sau/și economice din țară sau de peste hotare. Conținutul și nivelul revistei se bazează pe contribuțiile energeticienilor din toate sectoarele de activitate.

Pentru a asigura nivelul tehnico-științific al revistei și prestigiul acesteia, autorii trebuie să respecte și următoarele condiții de formă și de conținut:

**A. Condiții de formă**

- lucrarea va avea maximum 10 pagini (inclusiv tabele și figuri) și va fi redactată în MS WORD 97 sau o versiune anterioară, pe o singură față a colii format A4, utilizând fontul Times New Roman;
- lucrările propuse spre publicare vor fi transmise în două exemplare și pe dischete de 3,5", la adresa redacției sau prin e-mail la adresa: energetica@icemenerg.vsat.ro;
- sub titlu se vor scrie: titlul științific și/sau profesiunea, numele și prenumele complet al autorilor, numele și adresa unității unde își desfășoară activitatea, telefon, fax și e-mail. Lucrarea trebuie să fie **semnată de toți autorii**. Dacă lucrarea este trimisă prin e-mail, se va transmite suplimentar prin fax (la nr. 322.06.92) prima pagină cu titlul și semnăturile autorilor;
- textul lucrării va fi precedat de un **rezumat** de maximum 10 rânduri, preferabil și în limba engleză, (inclusiv cuvinte cheie-**descriptori**) și va fi organizat astfel: introducere, conținut, concluzii, bibliografie;
- **bibliografia** va fi prezentată la sfârșitul lucrării, respectând normele specifice de redactare, iar referirile din text se vor face prin indicarea numărului corespunzător între paranteze drepte.

**B. Condiții de conținut**

- autorii vor preciza la începutul lucrării, pe scurt, **stadiul, pe plan național/mondial**, al problemei de care se ocupă, evidențiind contribuția proprie; de asemenea vor preciza dacă este vorba de o lucrare cu caracter de originalitate sau de una de sinteză-informații;
- afirmațiile trebuie să aibă acoperire în literatura de specialitate menționată în bibliografie sau în deducțiile proprii ale autorului; nu se admit afirmații luate din literatură nesemnalate ca atare, dându-se impresia că ar fi ale autorului;
- în cazul unui articol original, autorul va prezenta modelul matematic propus sau folosit, fără excese introductive și nefăcând abuz de formule, definind cu claritate problema pe care o tratează și nivelul deja cunoscut de la care pornește în abordare. În continuare se vor dezvolta concret și coerent optimizările propuse, avantajele ce se obțin ca urmare a aplicării propunerilor proprii și modul în care acestea se pot materializa în viitor;
- obligatoriu trebuie indicat concret modul de implementare a propunerii(lor) făcute și rezultatele care apar ca urmare a aplicării practice a ideii(lor) autorului. În cazul în care lucrarea a fost aplicată sau experimentată este recomandabil să fie evidențiate comparații între supozițiile inițiale (din modelul propus) și rezultatele practice obținute. Cu cât autorul este mai corect în acest context, cu atât el devine mai credibil;
- articolele de sinteză trebuie să fie scrise cu multă rigoare, precizând partea de contribuție a autorului față de datele preluate din literatura de specialitate;
- concluziile lucrării trebuie legate inseparabil de text, în sensul că trebuie să reprezinte rezultatul logic al dezvoltării capitolelor lucrării. Concluziile generalizate, care nu sunt demonstrabile prin cuprinsul lucrării, scad valoarea și dau impresia de superficialitate.

Principiile de bază ce trebuie avute în vedere la elaborarea oricărei lucrări, chiar și a celor de informare, sunt următoarele:

- rigoarea profesională;
- conciziunea expunerii;
- probitatea științifică;
- actualitatea mesajului.

Cerințele prezentate mai sus sunt elaborate ținând seama de:

- interesul cititorilor;
- necesitatea asigurării nivelului tehnico-științific ridicat al revistei;
- protejarea prestigiului autorului (autorilor).

Pentru respectarea acestor cerințe, redacția vă mulțumește anticipat.

BUDAPESTI MŰSZAKI ÉS GAZDASÁGTUDOMÁNYI EGYETEM Országos Műszaki Információs Központ és Könyvtár 2001


# ENERGETICA e®

REVISTA DE SPECIALITATE A ENERGETICIENILOR DIN ROMÂNIA

ISSN: 1220 - 5133

ANUL 49 | Nr. 5 | MAI 2001


Revista ENERGETICA a fost înființată în anul 1953, continuînd tradiția vechilor publicații inginerești care au avut preocupări în domeniul energiei ca, de exemplu:

- Diaru pentru vulgarizarea științelor naturale și fizice (1870 - 1882);
- Buletinul Societății Politehnice (1887 - 1944);
- Buletinul Asociației Generale a Inginerilor din România – AGIR (1919 - 1946);
- ENERGIA, editată de ing. Dumitru Leonida (1921);
- Buletinul Asociației Producătorilor și Distribuitorilor de Energie Electrică - APDE (1932 - 1944);
- Buletinul Institutului Român de Energie - IRE (1933 - 1944)

Începînd cu data de 01.08.1999 revista Energetica este editată de Asociația Științifică și Tehnică a Energeticienilor din România "ENERGETICA", înființată ca organizație profesională, neguvernamentală, nonprofit.

Organul suprem de conducere al Asociației este Adunarea Generală, care a delegat pentru administrare un Consiliu Director compus din: Eugeniu PAVEL – președinte, Jean CONSTANTINESCU- vicepreședinte, Ion CONECINI – secretar general, Vasile RUGINĂ – trezorier, Virgil MUȘATESCU, Dumitru Cezar IONESCU, Nicolae NICULESCU, Stelian OPRESCU, Dan GHEORGHIU – membri.

În cadrul Asociației funcționează Colegiul revistei Energetica, împuternicit de Consiliul Director prin Hotărîrea nr. 1/01.01.2001, care coordonează activitatea științifică și de editare a revistei și a publicațiilor satelite.


**COLEGIUL REVISTEI ENERGETICA**

**Președinte:** dr. ing. Eugeniu PAVEL

**Membri:** ing. Hermina ALBERT; prof. dr. ing. Florin ALEXE; prof. dr. ing. Victor ATHANASOVICI; prof. dr. ing. Adrian BADEA; prof. dr. ing. Cornel BIANCHI; dr. ing. Iosif Constantin BILEGAN; ing. Mircea CÂRDU; prof. dr. ing. Mircea CHINDRIȘ; dr. ing. Ion CONECINI; dr. ing. Jean CONSTANTINESCU; prof. dr. ing. Dorin CRISTESCU; prof. dr. ing. Nicolae DĂNILĂ; prof. dr. ing. Mircea EREMIA; dr. ing. Ioan GANEA; ing. Dan GHEORGHIU; dr. ing. Miron Laurențiu GOIA; prof. dr. ing. Nicolae GOLOVANOV; prof. dr. ing. Basarab Dan GUZUN; prof. dr. ing. Sorin HURDUBEȚIU; prof. dr. ing. Dumitru Cezar IONESCU; prof. dr. ing. Dumitru IVAS; dr. ing. Lucian LEFTER; dr. ing. Gheorghe LUCA; dr. ing. Ion LUNGU, prof. dr. ing. Virgil MAIER; prof. dr. ing. Magdalena MATEI; dr. ing. Andrei Călin MIHĂILEANU; ing. Cornel MOȚIU; conf. dr. ing. Virgil MUȘATESCU; prof. dr. ing. Constantin NEAGA; prof. dr. ing. Mircea NEMEȘ; ing. Nicolae NICULESCU; prof. dr. ing. Valeriu NISTREANU; ing. Radu OPINCARU; ing. Stelian OPRESCU; ing. Cornel PÂSLARU; prof. dr. ing. Alexandru POEATĂ; dr. ing. Marius POMÂRLEANU; prof. dr. ing. Florin POP; dr. ing. Teodor POPA, dr. ing. Badea POPA; dr. ing. Anca POPESCU; ing. Miron POPESCU; prof. dr. ing. Petre POSTOLACHE; prof. dr. ing. Ilie PRISECARU; ing. Constantin RADU; ing. Radu REGMAN; dr. ing. Gabriel ROMAȘCU; ing. Anton ROȘU; ing. Costin Liviu RUCĂREANU; dr. ing. Vasile RUGINĂ; ing. Norica SĂNDULESCU; ing. Alexandru SĂNDULESCU; ing. Emilian SIMIAN; ing. Mihaela STIOPOL; ing. Cristian ȚÂNȚĂREANU; ing. Ovidiu ȚUȚUIANU; ing. Anton VLĂDESCU; ing. Gheorghe VOICU

Conducerea tehnico-științifică a revistei Energetica se asigură de către Biroul de redacție pe baza Regulamentului de funcționare al revistei Energetica.

**BIROUL DE REDACȚIE*:** dr. ing. Eugeniu PAVEL – președinte; ing. Anton ROȘU - redactor-șef; prof. dr. ing. Dumitru Cezar IONESCU – redactor-șef adjunct; prof. dr. ing. Nicolae GOLOVANOV– redactor-șef adjunct; ing. Norica SĂNDULESCU – secretar de redacție; dr. ing. Ion CONECINI; dr. ing. Ioan GANEA; dr. ing. Lucian LEFTER; conf. dr. ing. Virgil MUȘATESCU; ing. Nicolae NICULESCU; ing. Radu OPINCARU; dr. ing. Anca POPESCU; dr. ing. Ion LUNGU

* Componența aprobată prin hotărîrea Consiliului Director din 31.08.2000



**Redactor:** Ana Maria CHIVU
tel/fax.: 3220692; tel. 3216966/213



©Toate drepturile asupra acestei publicații sunt rezervate Asociației Științifice și Tehnice a Energeticienilor din România "ENERGETICA". Orice reproducere, integrală sau parțială, prin indiferent ce mijloace, a materialelor apărute în paginile publicației se poate face numai cu aprobarea Asociației. Sunt autorizate numai citările incluse în lucrări științifice sau în alte volume, cu precizarea sursei. Opiniile exprimate în articolele publicate în revistă aparțin autorilor.


*Număr special "Răspunsul sectorului energetic la cerințele acquis-ului comunitar în domeniul protecției mediului"*

## CUPRINS


Magdalena MATEI, Ovidiu ȚUȚUIANU: **Masa rotundă "Răspunsul sectorului energetic la cerințele aquis-ului comunitar în domeniul protecției mediului"** 199

Magdalena MATEI: **Cercetarea – factor cheie privind alinierea sectorului energetic la cerințele acquis-ului comunitar referitoare la protecția mediului** 200

Nicoleta ION, Magdalena MATEI, Agnes ȘERBĂNESCU: **Opțiuni în sistemele de management de mediu : EMAS II sau ISO 14001? Sistem integrat sau sisteme separate de management al calității și de mediu?** 207

Ovidiu ȚUȚUIANU, Nicolae SIMION: **Determinarea pe bază de măsurări a factorilor de emisie pentru $SO_2$, $NO_x$ și $CO_2$ la cazanele centralelor termoelectrice din România** 211

Gherghina VLĂDESCU, Daniela IORDACHE, Victorița IORDACHE, Carmencita CIOMAGA, Magdalena MATEI, Ion ILIE, Cornel MOȚIU : **Monitorizarea și inventarierea emisiilor de poluanți din centralele termoelectrice** 215

Ioana IONEL, Corneliu UNGUREANU, Rodin TRAICU, Virgil STOICA, Dorin LELEA: **Impactul centralei termice Halânga asupra calității aerului din mediul ambiant** 220

Gheorghe PĂUNA, Constantin PLĂCINTĂ, Adina PAVEL: **Reducerea emisiilor de poluanți la trecerea de la funcționarea pe lignit la funcționarea pe huilă la cazanele de 420 t/h din S.E. Suceava și S.E. Iași - CET Holboca** 226

Alice RĂDUCANU, Angela STANCA, Ovidiu POP, Sandu VARLAN, Șerban IRIMIA: **Soluții tehnice pentru alinierea la reglementările Comunității Europene referitoare la materialele din azbest** 229

**INFORMAȚII**

Eugenia-Anca ECHIZLI, Dalia-Alina MAIER, Ovidiu ȚUȚUIANU, Mihai-Marius VORONCA: **Impactul legislației de mediu din UE asupra sectorului energiei electrice din România** 234

**DE PERSONIS**

x x x **Profesorul Victor Athanasovici a împlinit 60 de ani** 214

x x x **Dr. ing. Ioan Ganea a împlinit 60 de ani** 233

BUDAPESTI MŰSZAKI ÉS GAZDASÁGTUDOMÁNYI EGYETEM
Műszaki Információs Központ és Könyvtár
2001

## SOMAIRE

Numéro spécial "*La réponse du secteur de l'énergie aux exigences de l'AQUIS communautaire dans le domaine de la préservation de l'environnement*"

Magdalena MATEI, Ovidiu ŢUŢUIANU: Table ronde "*La réponse du secteur de l'énergie aux exigences de l'AQUIS communautaire dans le domaine de la préservation de l'environnement*" 199

Magdalena MATEI: La recherche en tant que facteur-clé de l'alignement du secteur de l'énergie aux exigenes de l'aquis communautaire concernant la préservation de l'environnement 200

Nicoleta ION, Magdalena MATEI, Agnes ŞERBĂNESCU: Options dans les systèmes de gestion de l'environnement: EMAS II ou ISO 14000? Système intégre ou systèmes séparés de gestion de la qualité et de l'environnement? 207

Ovidiu ŢUŢUIANU, Nicolae SIMION: Le calcul sur la base de mesures des facteurs d'émission de $SO_2$, $NO_x$ et $CO_2$ dans les chaudières des centrales thermiques de Roumanie 211

Gherghina VLĂDESCU, Daniela IORDACHE, Victoriţa IORDACHE, Carmencita CIOMAGA, Magdalena MATEI, Ion ILIE, Cornel MOŢIU: La gestion et l'inventaire des émissions de polluants dans les centrales thermiques 215

Ioana IONEL, Corneliu UNGUREANU, Rodin TRAICU, Virgil STOICA, Dorin LELEA: L'impact de la centrale thermique de Halânga sur la qualité de l'air dans l'environnement 220

Gheorghe PĂUNA, Constantin PLĂCINTA, Adina PAVEL: La diminution des émissions de polluants au cours du passage du fonctionnement au lignite au fonctionnement à la houille dans les chaudières 420 t/h des sociétés d'électricité de Suceava et Jassy 226

Alice RĂDUCANU, Angela STANCA, Ovidiu POP, Sandu VÂRLAN, Şerban IRIMIA: Solutions techniques pour l'alignement aux réglementations de la Communauté Européenne concernant les matériaux en amiante 229

**ARTICLE D'INFORMATION**

Eugenia-Anca ECHIZLI, Dalia-Alina MAIER, Ovidiu ŢUŢUIANU, Mihai Marius VORONCA: L'impact de la législation de l'énvironnement dans l'Union Européenne sur le secteur de l'énergie électrique de Roumanie 234

**DE PERSONIS** 214, 233

## CONTENTS

Special number: *The Response of the Energy Sector to the Requirements of the Community Acquis Relating to Environmental Protection*

Magdalena MATEI, Ovidiu ŢUŢUIANU: Round Table: "The Response of the Energy Sector to the Requirements of the Community Acquis Relating to Environmental Protection" 199

Magdalena MATEI: Research – the key-factor contributing to the energy sector observance of the Community acquis requirements relating to environmental protection 200

Nicoleta ION, Magdalena MATEI, Agnes ŞERBĂNESCU: Environmental management system options: EMAS II or ISO 14000? Integrated or separate quality and environmental systems? 207

Ovidiu ŢUŢUIANU, Nicolae SIMION: Determination of the $SO_2$, $NO_x$ and $CO_2$ emission factors by means of measurements carried out at the Romanian thermal power station boilers 211

Gherghina VLĂDESCU, Daniela IORDACHE, Victoriţa IORDACHE, Carmencita CIOMAGA, Magdalena MATEI, Ion ILIE, Cornel MOŢIU: Monitoring and inventorying the thermal power station pollutant emissions 215

Ioana IONEL, Corneliu UNGUREANU, Rodin TRAICU, Virgil STOICA, Dorin LELEA: Impact of Halinga thermal power station on the environmental air quality 220

Gheorghe PĂUNA, Constantin PLĂCINTĂ, Adina PAVEL: Pollutant emission diminishing as a result of burning hard coal instead of lignite in the 420 t/h boilers of ES Suceava and ES Iaşi – Holboca combined heat and power plants 226

Alice RĂDUCANU, Angela STANCA, Ovidiu POP, Sandu VARLAN, Şerban IRIMIA: Technical solutions for observing the European Community regulations relating to asbestos materials 229

**INFORMATIVE PAPER**

Eugenia-Anca ECHIZLI, Dalia-Alina MAIER, Ovidiu ŢUŢUIANU, Mihai-Marius VORONCA: Impact of the EU environmental legislation on the Romanian energy sector 234

**DE PERSONIS** 214, 233

## INHALT

*Die Antwort des energiewirtschaftlichen Sektors auf die Forderungen des AQUIS der EG im Bereich des Umweltschutzes*

Magdalena MATEI, Ovidiu ŢUŢUIANU: Gespräch am runden Tisch "Die Antwort des energiewirtschaftlichen Sektors auf die Forderungen des AQUIS der EG im Bereich des Umweltschutzes" 199

Magdalena MATEI: Die Forschung - ein Schlüsselfaktor bei der Anreihung des energiewirtschaftlichen Sektors an die Forderungen des aquis der EG im Bereich des Umweltschutzes 200

Nicoleta ION, Magdalena MATEI, Agnes ŞERBĂNESCU: Optionen in den Umweltmanagementsystemen: EMAS II oder ISO 14000? Integriertes System oder getrennte Quatitäts-und Umwelt-managementssysteme ? 207

Ovidiu ŢUŢUIANU, Nicolae SIMION: Die Bestimmung aufgrund von Messungen der Emissionsfaktoren für $SO_2$, $NO_x$ und $CO_2$ der KW-Dampferzeuger in Rumänien 211

Gherghina VLĂDESCU, Daniela IORDACHE, Victoriţa IORDACHE, Carmencita CIOMAGA, Magdalena MATEI, Ion ILIE, Cornel MOŢIU : Die Monitorisierung und die Inventur der Schadstoffemissionen aus den thermischen KW 215

Ioana IONEL, Corneliu UNGUREANU, Rodin TRAICU, Virgil STOICA, Dorin LELEA: Die Einwirkung des HW Halânga auf die Qualität der Umweltluft 220

Gheorghe PĂUNA, Constantin PLĂCINTĂ, Adina PAVEL: Die Minderung der Schadstoffemissionen beim Übergang von der Lignitverfeuerung zur Verfeuerung von Steinkohle der 420 t/h - Dampferzeuger in den KW Suceava und Iasi 226

Alice RĂDUCANU, Angela STANCA, Ovidiu POP, Sandu VÂRLAN, Şerban IRIMIA: Technische Lösungen zur Anlehnung an die EG-Forderungen bezüglich der asbesthaltigen Werkstoffen 229

**INFORMATIONSARTIKEL**

Eugenia-Anca ECHIZLI, Dalia-Alina MAIER, Ovidiu ŢUŢUIANU, Mihai Marius VORONCA : Die Einwirkung der Umweltgesetzgebung der EG auf den energiewirtschaftlichen Sektor in Rumänien 234

**DE PERSONIS** 214, 233

## СОДЕРЖАНИЕ

*Специалный выпуск "Ответ энергетического сектора на требования aquis Европейского Сообщества в области защиты окружающей среды"*

Магдалена МАТЕЙ, Овидю ЦУЦУЯНУ: Бесед за круглым столом "Ответ энергетического сектора на требования aquis Европейского Сообщества в области защиты окружающей среды" 199

Магдалена МАТЕЙ: Исследование-ключевой фактор равнения энергетического сектора в области защиты окружающей среды 200

Николета ИОН, Магдалена МАТЕЙ, Агнес ШЕРБЭНЕСКУ: Вожможности выбора систем управления окружающей средой: EMAS II или ISO 14000? Интегрированная система или отдельные системы управления качеством окружающей среды? 207

Овидю ЦУЦУЯНУ, Николае СИМИОН: Определение путем измерения выброса загрязнителей $SO_2$, $NO_x$ или $CO_2$ от парогенераторов ТЭС в Румынии 211

Гергина ВЛЭДЕСКУ, Даниела ИОРДАКЕ, Викторица ИОРДАКЕ, Ион ИЛИЕ, Корнел МОЦИУ: Надзор и учёт выброса загрязнителей из ТЭС 215

Иоана ИОНЕЛ, Корнелю УНГУРЕАНУ, Родин ТРАЙКУ, Вирджил СТОЙКА, Дорин ЛЕЛЕА: Влияние ТС Халынга на качество окружающего воздуха 220

Георге ПЭУНА, Адина ПАВЕЛ, Констнтин ПЛЭЧИНТЭ: Снижение выброса загрязнителей при переводе парогенераторов 420 т/ч ТЭЦ Сучава и Яссы от сжигания лигнита на сжигание каменного угля 226

Алис РЭДУКАНУ, Анджела СТАНКА, Овидю ПОП, Санду ВЫРЛАН, Шербан ИРИМИЯ: Технические решения равнения на правил Европейского Сообщества относительно матерялов содержащих азбест 229

ИНФОРМАЦИОННАЯ СТАТЬЯ

Еуджения Анка ЕКИЗЛИ, Далия Алина МАИЕР, Михай Мариус ВОРОНКА: Влияние законодательства ЕС по окружающей среде на энергетический сектор в Румынии 234

**DE PERSONIS** 214, 233

Redacţia şi administraţia : B-dul Energeticienilor, nr. 8, sector 3, 74568, Bucureşti, tel./fax : 322 06 92; tel: 321 69 66/213
e-mail: energetica@icemenerg.vsat.ro; domni@icemenerg.vsat.ro; web: www.icemenerg. vsat.ro/energetica
Procesare computerizată şi tipărire la S.C. ICEMENERG S.A. (Domnica Câmpeanu)
Coperta tipărită la Tipografia RAPIDOCOLOR, Bucureşti

# Masa rotundă "Răspunsul sectorului energetic la cerinţele acquis-ului comunitar în domeniul protecţiei mediului

- Prezentare -

***Acquis-ul comunitar*** *include directivele, reglementările şi deciziile adoptate pe baza diferitelor tratate, care, împreună, alcătuiesc legea principală a Uniunii Europene(UE) şi Comunităţilor din Uniunea Europeană. Ţările aspirante la integrarea în UE trebuie să-şi alinieze legislaţia naţională, reglementările şi procedurile pentru a putea fi aplicată totalitatea legislaţiei conţinută în acquis-ul comunitar.*

*Domeniul protecţiei mediului, condiţie importantă a integrării europene a României, cuprinde în mare circa 70 de directive şi 21 de regulamente.*

***Principalele subiecte ale legislaţiei europene de mediu*** *se referă la :*

*a) legislaţia orizontală (studiul de impact; accesul la informaţia de mediu etc.);*
*b) calitatea aerului;*
*c) managementul deşeurilor ;*
*d) calitatea apei ;*
*e) protejarea naturii ;*
*f) controlul poluării industriale şi managementul riscului ;*
*g) substanţe chimice şi organisme modificate genetic ;*
*h) poluarea sonoră privind vehiculele şi utilajele ;*
*i) securitatea nucleară şi protecţia împotriva radiaţiilor.*

*În România, sub coordonarea Ministerului Apelor, Pădurilor şi Protecţiei Mediului (devenit Ministerul Apelor şi Protecţiei Mediului) a început procesul de "aproximare" a legislaţiei europene, stabilindu-se, până în prezent, strategiile pentru sectoarele "calitatea aerului" şi "controlul poluării industriale".*

*Procesul va continua şi cu celelalte subiecte incluse în legislaţia europeană în domeniu.*

*Masa rotundă organizată de revista Enegetica la 22 aprilie 2001 a prilejuit prezentarea unui număr important de lucrări pe tematica în domeniu, care au fost dezbătute în prezenţa specialiştilor din Ministerul Apelor şi Protecţiei Mediului, C.N.Transelectrica S.A., S.C.Termoelectrica S.A., S.C.Hidroelectrica S.A., S.C. Electrica S.A., Univesitatea "POLITEHNICA" Bucureşti, Universitatea "Politehnica" Timişoara, ICEMENERG S.A. şi din alte societăţi din cercetare, proiectare şi consultanţă.*

*Din lucrările prezentate şi din dezbateri au rezultat următoarele concluzii principale :*

- *procesul de armonizare a legislaţiei naţionale de mediu cu cea a UE se află în plină desfăşurare, implicând eforturi conjugate ale autorităţilor de mediu, precum şi ale diverselor categorii de specialişti, inclusiv ale reprezentanţilor principalilor poluatori;*
- *întrucât instalaţiile şi amenajările energetice exercită un impact negativ complex asupra mediului înconjurător, majoritatea reglementărilor de mediu ale UE au repercusiuni importante asupra sectorului energiei electrice şi termice;*
- *în România, specialiştii din învăţământ, cercetare, proiectare, construcţii-montaj, exploatare depun eforturi pentru a răspunde la cerinţele ecologice tot mai severe ale acquis-ului comunitar, însă rezultatele încă nu se ridică la nivelul cerinţelor;*
- *principalele bariere ce stau în calea aplicării acestor reglementări, care se regăsesc la diverse dimensiuni şi în alte ţări "candidate" sunt: lipsa fondurilor necesare aplicării unor tehnologii curate, slăbiciunea mecanismelor financiare generatoare de fonduri pentru protecţia mediului şi insuficientul transfer de tehnologie şi de "know-how" între ţările dezvoltate şi cele care se îndreaptă către economia de piaţă, starea economică precară din România, care nu permite aplicarea principiului de "internalizare a externalităţilor" în sectorul energetic, date fiind implicaţiile sociale legate de creşterea preţului energiei electrice şi termice.*

*O parte din răspunsul sectorului energetic românesc la cerinţele acquis-ului comunitar în domeniul protecţiei mediului înconjurător este exemplificat în lucrările selectate din setul prezentat la masa rotundă, lucrări care sunt publicate în acest număr al revistei.*

**Moderatori,**
**prof. dr. ing. Magdalena MATEI, ing. Ovidiu ŢUŢUIANU**

# Cercetarea - factor cheie privind alinierea sectorului energetic la cerinţele acquis-ului comunitar referitoare la protecţia mediului

prof. dr. ing. Magdalena MATEI*

*Integrarea economică şi politică a României în structurile UE va însemna respectarea condiţiilor impuse de două importante documente din domeniul energiei: Tratatul Cartei energiei şi Protocolul pentru eficienţa energetică. Acestea stabilesc condiţiile de cooperare în domeniul energiei şi conţin, ca principale prevederi, promovarea stabilirii preţurilor energiei pe baza pieţei, reflectarea costurilor şi beneficiilor referitoare la mediul ambiant pe întreg ciclul energetic, promovarea eficienţei energetice, utilizarea combustibililor curaţi şi a resurselor regenerabile de energie. În acest context, un rol fundamental revine sectorului cercetare-dezvoltare din România, care este singurul în măsură să identifice şi să dezvolte alternativa cea mai viabilă şi mai sănătoasă din punct de vedere economic şi al dezvoltării durabile în condiţiile concrete din ţara noastră şi să informeze cu competenţă şi corectitudine factorii de decizie.*

*În ultimul timp, România a făcut progrese însemnate privind armonizarea legislaţiei la cerinţele acquis-ului comunitar în domeniul protecţiei mediului. Progresele făcute în domeniul legislativ trebuie să se regăsească şi în domeniul realizărilor practice, cercetării-dezvoltării revenindu-i un rol cheie în acest sens.*

*În vederea atingerii obiectivelor prioritare pe termen mediu este necesară respectarea prevederilor Constituţiei României, art. 134 (2)c, privind obligaţia statului de a asigura stimularea cercetării ştiinţifice naţionale, precum şi a prevederilor Legii nr. 95/1988, art. 3 (2) privind nivelul minim al resurselor alocate prin bugetul de stat la capitolul cercetare ştiinţifică şi anume 0,8% din produsul intern brut.*

*

*Romania's economic and political integration into the EU structures will impose meeting the requirements of two important documents in the field of energy, namely: Energy Charter Treaty and Protocol on Energy Efficiency. These documents establish the conditions for cooperating in the field of energy and the main provisions promoting market-based energy pricing, environmental costs and benefits reflecting over the entire energy cycle, energy efficiency promotion, clean fuels and renewables utilization.*

*In this context the Romanian R&D sector is called to play a fundamental role by identifying and developing economically viable and sound alternatives in the present day conditions specific to our country and competently and correctly advising the decision-makers.*

*Recently, Romania has made great progress in harmonizing its legislation with a view to meeting the requirements of the community acquis in the environmental protection field.*

*In order to implement them the R&D sector should play a key role.*

*To ensure that the medium-term top priority objectives are carried out it is necessary to observe the provisions of the Romanian Constitution (art 134 (2) C) relating to the State obligation to ensure national scientific research promotion, as well as the provisions of Law no. 95/88 art. 3(2), relating to the minimum level of financial resources allocated from the State budget to R&D, representing 0.8 % of the GDP.*

Descriptori: aquis comunitar, mediu, energie, cercetare-dezvoltare

## Aderarea României

La 1 februarie 1993 România semna *Acordul european de asociere la Uniunea Europeană* (UE), iar doi ani mai târziu acesta intra în vigoare.

Prevederile comerciale ale Acordului se aplică încă din mai 1993, prin intermediul unui Acord interimar. În iunie 1995, România a depus cererea de aderare la UE, după care, în iulie 1997, Comisia Europeană adopta Agenda 2000, care include *Opinia privind cererea de aderare a României la UE.*

În martie 1998 s-a lansat oficial procesul de lărgire a UE, proces care include şi România, iar în noiembrie 1998 s-a publicat primul raport anual al CE privind cererea de aderare a României la UE (actualizarea Opiniei).

În iunie 1999, România a înaintat Programul naţional de aderare la Uniunea Europeană, urmând, în octombrie 1999, publicarea celui de-al doilea raport anual al CE asupra progreselor înregistrate de România în pregătirea pentru aderarea la UE.

În decembrie 1999, Consiliul European de la Helsinki a decis să deschidă negocierile de aderare cu încă şase ţări candidate, între care şi România, iar în februarie 2000 a avut loc deschiderea oficială a negocierilor de aderare a României la UE, în cadrul reuniunii Consiliului UE pentru afaceri generale, dedicată lansării conferinţei interguvernamentale.

În martie 2000, Guvernul României a adoptat Strategia economică pe termen mediu (SETM) şi a prezentat-o în cadrul reuniunii Consiliului de asociere România–UE; se deschid discuţiile asupra primelor cinci capitole de negocieri.

În mai 2000, Guvernul României a adoptat *Programul naţional de aderare la Uniunea Europeană (actualizat),* precum şi *Planul de acţiune şi cadrul macroeconomic,* complementare SETM; s-au încheiat discuţiile asupra primelor cinci capitole de negocieri.

Aderarea României la UE constă în adoptarea şi aplicarea acquis-ului comunitar, care reprezintă întreaga legislaţie primară şi derivată, precum şi ansamblul politicilor şi instituţiilor create pentru a asigura aplicarea, respectarea şi dezvoltarea corespunzătoare şi continuă a acestei legislaţii.

Principiul fundamental al aderării la UE este acela că cea mai mare parte a acquis-ului nu este negociabilă, de vreme ce el constituie esenţa însăşi a construcţiei comunitare. Într-adevăr, acquis-ul comu-

+ ICEMENERG, Bucureşti

nitar trebuie preluat aproape în întregime de statul candidat, putând fi supuse negocierii numai aspecte concrete şi dificile. În prezent, integrarea aspectelor de mediu în toate celelalte politici sectoriale este un principiu cheie al Comisiei Europene. Acest lucru este fundamental, fiindcă s-a demonstrat că legislaţia de mediu singură are impact foarte limitat. Experienţa ultimelor extinderi ale UE arată că perioadele de tranziţie au variat de la 1 la 10 ani. Ungaria, care speră să intre în UE în circa doi ani, a cerut perioade de tranziţie de până la 14 ani pentru a putea să corespundă standardelor privitoare la deşeurile urbane sau la epurarea apelor uzate.

Pe plan mondial, progresele din ultimii ani privind dezvoltarea tehnologiilor curate din domeniul energiei sunt impresionante. Datele tehnico-economice (eficienţa energetică, flexibilitatea aplicării la diverşi combustibili, gradul de reducere a impactului asupra mediului şi mai ales costurile) prezentate chiar de diferite surse neutre (cum sunt Departamentul Energiei din SUA şi Agenţia Internaţională a Energiei) nu concordă, însă, întotdeauna. În ceea ce priveşte datele raportate de autorii care lucrează în cercetare-dezvoltare, consultanţă sau inginerie la diferite firme care dezvoltă una din aceste tehnologii, este evident că apare factorul subiectivism, care înclină balanţa în favoarea firmei respective. În acest context, un rol fundamental revine cercetării-dezvoltării româneşti, care este singura în măsură să identifice şi să dezvolte alternativa viabilă din punct de vedere economic şi sănătoasă din punctul de vedere al dezvoltării durabile în condiţiile concrete din ţara noastră şi să informeze cu competenţă şi corectitudine factorii de decizie. Valoarea cercetării româneşti este demonstrată şi de rapiditatea cu care s-a integrat în contextul european, prin participarea unor cercetători din România la programe europene: PECO'93, THERMIE, INCO-COPERNICUS, SAVE II, EUREKA, NATO, PROGRAMUL CADRU 5 şi altele.

## "Energie verde"

Ultimii zece ani se caracterizează prin creşterea accentuată a grijii consumatorilor de energie din UE pentru mediu [1]. După cum bine se cunoaşte, impactul asupra mediului se clasifică, în funcţie de importanţă, în trei categorii: impact global, impact regional şi impact local. Impactul la nivel global, generat de producerea energiei electrice şi termice, este cel legat de emisiile majore de dioxid de carbon, gaz cu efect de seră; la nivel mondial emisia de dioxid de carbon se datorează, în proporţie de circa 78 %, arderii combustibililor în focare [2]. Din punctul de vedere al impactului regional, emisiile de dioxid de sulf şi de oxizi de azot, care pot provoca ploi acide, sunt factorul determinant al poluării transfrontiere.

Grija consumatorului pentru mediu şi liberalizarea pieţei energiei reprezintă forţele motrice pentru implementarea "energiei verzi". Conştientizarea publicului privind necesitatea protecţiei mediului, împreună cu semnarea Protocolului de la Kyoto au condus la apariţia cererii de a se oferi "energie verde", iar directiva UE a condus la completarea conceptului prin introducerea tarifului pentru "energie verde". Sondajele de opinie întreprinse în anul 2000 de Datamonitor în unele ţări europene a arătat că 62 % din consumatorii din Germania, 61 % în Suedia şi 55 % în Anglia sunt dispuşi să plătească o taxă suplimentară pentru "energia verde". Edificator este faptul că în Germania numărul consumatorilor casnici care au optat pentru "tarif verde" a crescut de la 35 000, la sfârşitul anului 1998, la 230 0000, la sfârşitul anului 1999, prognoza fiind ca la finele anului 2005 să ajungă la 650 0000. În acest context este de aşteptat ca, dacă în trecut în unele ţări europene statul a subvenţionat extracţia cărbunelui, în viitor guvernele să acorde subvenţii pentru încurajarea "energiei verzi" [3].

## Situaţia actuală a sectorului energetic în România

Scăderea accentuată a consumului de energie electrică în industrie după anul 1989, compensată numai în mică măsură de creşterea consumului casnic, a dus la o scădere drastică a producţiei de energie electrică în ultimul deceniu.

Tabelul 1 arată reducerea cantităţii de energie electrică produsă de sectorul energetic din România în 1999 comparativ cu alte ţări central- şi est-europene [4].

Întrucât analiştii economici consideră că anul 2000 a însemnat

*Tabelul 1*

| Ţara | Total energie produsă | Energie electrică produsă | | | | | | Auto-producători | | Variaţia consumului de energie electrică în comparaţie cu anii | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Centrale termoelectrice | | Centrale nuclearoelectrice | | Centrale hidroelectrice | | | | 1998 | 1989 |
| | [GWh] | [GWh] | [%] | [GWh] | [%] | [GWh] | [%] | [GWh] | [%] | [%] | [%] |
| Bulgaria | 38220 | 16921 | 44,3 | 15815 | 41,4 | 2962 | 7,7 | 2522 | 6,6 | - 4,7 | - 25,4 |
| Ungaria | 36830 | 22038 | 59,8 | 14096 | 38,3 | 181 | 0,5 | 515 | 1,4 | 0,8 | - 6,0 |
| Germania de Est | 52665 | 51520 | 97,8 | 0 | 0,0 | 1145 | 2,2 | 0 | 0,0 | - 2,0 | - 47,1 |
| Polonia | 141286 | 129536 | 91,7 | 0 | 0,0 | 4157 | 2,9 | 7593 | 5,4 | - 1,7 | - 7,4 |
| Rusia | 617764 | 408747 | 66,2 | 119797 | 19,4 | 62551 | 10,1 | 26669 | 4,3 | 2,8 | - |
| România | 50717 | 25055 | 49,4 | 5198 | 10,2 | 18214 | 35,9 | 2250 | 4,5 | - 7,6 | - 40,2 |
| Ucraina | 171549 | 81305 | 47,4 | 72064 | 42,0 | 14447 | 8,4 | 3733 | 2,2 | - 1,9 | - 36,7 |
| Cehia | 64308 | 41297 | 64,2 | 13357 | 20,8 | 1694 | 2,6 | 7960 | 12,4 | - 2,6 | - 2,1 |
| Total | 1173339 | 776419 | 66,2 | 240327 | 20,5 | 105351 | 9,0 | 51242 | 4,3 | 0,2 | - 27,1 |

stoparea declinului economic pentru România, în următorii ani se estimează o creştere economică, deci şi o creştere a cererii de energie electrică. Opţiunile strategice ale S.C. Termoelectrica S.A. arată că primele noi capacităţi de producţie vor fi cu ciclu combinat abur-gaze, cu capacitate de 100-300 MW/unitate; următoarele noi capacităţi, ce vor fi puse în funcţiune până în anul 2010, vor fi grupuri noi de 400-500 MW/unitate, pe lignit şi respectiv pe huilă, cu tehnologii de ardere la nivelul tehnicii mondiale, dotate cu arzătoare cu $NO_x$ redus şi instalaţii de desulfurare. Dată fiind durata mare de implementare a unor capacităţi noi se estimează că cel târziu până în anii 2003-2004, S.C. Termoelectrica S.A. să-şi definească programul investiţional. Până atunci însă, măsurile care urmează a fi adoptate de S.C. Termoelectrica S.A. vor considera eficienţa energetică drept cea mai importantă cale de reducere a poluării; de asemenea, vor fi declanşate unele acţiuni pentru a determina MAPM să promoveze cadrul legislativ necesar producătorilor de energie în negocierea dreptului de emisii cu efect de seră [5].

Strategia actuală a S.C. Termoelectrica S.A., care acordă cărbunelui un rol preponderent, readuce în discuţie aplicarea tehnologiilor curate ale cărbunelui. În timp ce strategia perioadei anterioare prevedea creşterea gradului de utilizare a gazului natural şi a păcurii cu conţinut sub 1 % de sulf, strategia anului 2001 revine la utilizarea cărbunelui (fapt care este susţinut şi de funcţionarea S.C. Termoelectrica S.A. în ultimul an, când s-a produs energie utilizând în special cărbune). În această situaţie, chiar dacă nu pentru viitorul imediat, se pune întrebarea cum se vor respecta directivele europene privind emisiile.

S.C. Termoelectrica S.A. este în situaţia în care are o capacitate instalată excedentară în condiţiile actuale ale cererii de energie electrică, dar care nu corespunde standardelor internaţionale în ceea ce priveşte eficienţa şi, mai ales, emisiile de poluanţi. Ca urmare, strategia sa are în vedere în special retehnologizarea unităţilor existente, noile investiţii urmând a fi mult limitate. Apare evident că o creştere semnificativă a eficienţei, disponibilităţii şi reducerii emisiilor nu se poate obţine decât prin aplicarea retehnologizării complete, care presupune aplicarea unor tehnologii curate ale cărbunelui.

Transferul tehnologic este un proces complex, care necesită un efort considerabil din partea ambelor părţi (furnizor şi primitor). Este cunoscut faptul că, deşi controlul $SO_2$ se realizează prin tehnologii aflate în stadiu comercial, aplicarea acestora la instalaţiile existente creează probleme deosebite din punctul de vedere al spaţiilor necesare, al costurilor şi cantităţii mari de deşeuri (în general gips), care nu sunt utilizabile în România.

Este evident că luarea deciziei privind alegerea tipului de retehnologizare şi a soluţiei tehnice adoptate este deosebit de dificilă, ţinând cont că nu există o "tehnologie minune universală", ci fiecare variantă trebuie evaluată în raport cu condiţiile şi necesităţile locale privind:

- necesitatea de a folosi cărbune inferior;
- posibilităţile de creştere a eficienţei;
- posibilităţile de reducere a emisiilor şi deşeurilor solide rezultate din proces;
- siguranţa în exploatare;
- facilităţile în exploatare şi mentenanţă;
- posibilităţile de obţinere a suportului tehnic şi financiar;
- gradul de compactare a instalaţiilor;
- costurile.

Este deosebit de importantă realizarea unor cercetări în condiţiile proprii fiecărei ţări, pentru că chiar în cadrul unui transfer tehnologic apar constrângeri tehnice legate de natura cărbunelui, variabilitatea sa, evaluarea folosirii sale în condiţii locale. Trebuie manifestată atenţie în extrapolarea experienţei ţărilor OECD la ţările est-europene, întrucât cărbunele diferă considerabil. Este necesar ca experienţa obţinută în cadrul lucrărilor proprii să fie folosită pentru a avea date corecte de intrare în cazul aplicării unor modele software specializate pentru simularea tehnologică a diferitelor procese sau pentru evaluarea costurilor, precum şi, dacă este posibil, realizarea unor software proprii adecvate condiţiilor locale.

Un factor de o deosebită importanţă în stabilirea opţiunii tehnologice este preţul de cost marginal al energiei electrice produse, preţ de cost care trebuie să includă externalităţile.

Datorită recesiunii severe cauzate de tranziţia la economia de piaţă, România îndeplineşte angajamente internaţionale referitoare la reducerea gazelor cu efect de seră pe termen scurt [6, 7]. De asemenea, datorită reducerii cantităţilor de combustibil utilizat, în special a celor de cărbune, s-a redus şi cantitatea totală de $SO_2$ emisă de centrale.

Analizând cele prezentate mai sus rezultă că introducerea tehnologiilor curate de producere a energiei electrice în România depinde de :

- ♦ evoluţia viitoare a dezvoltării economice a ţării;
- ♦ restricţiile de mediu;
- ♦ privatizarea industriei şi restructurarea;
- ♦ dezvoltarea industriei;
- ♦ liberalizarea sistemelor de producere a energiei şi descentralizarea;
- ♦ creşterea eficienţei utilizării energiei.

Este o mare diferenţă între calitatea combustibilului folosit în ţările dezvoltate şi aceea a cărbunelui din ţările din centrul şi estul Europei, cu economie planificată în trecut. Specificităţile

cărbunelui generează caracteristici proprii ale tehnologiei. Este foarte important să se identifice şi să se dezvolte alternativa cea mai viabilă din punct de vedere economic şi sănătoasă din punctul de vedere al dezvoltării durabile, adecvată condiţiilor specifice din România.

Chiar şi în aceste condiţii este necesar ca, măcar cu titlu «demonstrativ», să se facă eforturi pentru finanţarea unui proiect care să arate că şi în România se poate produce energie electrică în mod «curat şi eficient».

## Politica României în domeniul energiei electrice şi termice în contextul integrării în UE

România a făcut un pas însemnat spre conformarea cu cerinţele acquis-ului comunitar prin adoptarea legii nr.199/2000 privind utilizarea eficientă a energiei [8].

Alt fapt demn de menţionat este acela că acţiunile începute în cursul anului 2000 privind ratificarea unor protocoale internaţionale referitoare la protecţia mediului, cu implicaţii deosebite asupra sistemului energetic, au fost finalizate la începutul anului 2001. Astfel, Decretul prezidenţial nr. 136/2000 s-a finalizat prin promulgarea *Legii pentru ratificarea Convenţiei privind evaluarea impactului asupra mediului în context transfrontieră,* adoptată la Espoo la 25 februarie 1991 (Legea nr. 22/2001) [9]. La această lege, art. 9 "Programe de cercetare" prevede: "Părţile vor acorda o atenţie specială stabilirii sau intensificării programelor specifice de cercetare, care urmăresc:

- ♦ analizarea şi supravegherea aplicării eficiente a deciziilor privind activităţile propuse, în scopul micşorării sau prevenirii impactului;
- ♦ perfecţionarea metodelor care stimulează creativitatea şi căutarea soluţiilor de înlocuire a activităţii propuse, precum şi a modurilor de producţie şi de consum raţionale din punct de vedere ecologic;
- ♦ perfecţionarea metodelor care să permită aplicarea principiilor evaluării impactului asupra mediului la nivel macroeconomic";
- ♦ îmbunătăţirea metodelor calitatative şi cantitative utilizate pentru evaluarea impactului activităţilor propuse;
- ♦ realizarea unei mai bune înţelegeri a relaţiilor cauză-efect şi a rolului în managementul integrat al mediului.

Se aminteşte faptul că în anexa 1 "Lista cuprinzând activităţile propuse", la pct. 2 figurează "termocentrale şi alte instalaţii de combustie cu o producţie termică egală sau mai mare de 300 MW şi centrale nucleare".

Un alt fapt semnificativ este acela că Decretul prezidenţial nr. 360/sept. 2000 care prevede ratificarea de către Parlament a Protocolului de la Kyoto la Convenţia-cadru a Naţiunilor Unite asupra schimbărilor climatice, adoptat la 11 decembrie 1997, s-a finalizat în 2001 prin promulgarea Legii nr. 3/2000 [10], prin Decretul prezidenţial nr. 16/31 ianuarie 2001. Prin această lege România îşi asumă obligaţia de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră cu 8 % în perioada 2008-2012 faţă de 1989. Evoluţia, respectiv prognoza evoluţiei emisiilor de gaze cu efect de seră pentru perioda 1990-2020 a ţărilor din anexa I este prezentată în figura 1 [11].

Este evident că în România reducerea drastică a cererii de energie electrică după 1989 a dus la micşorarea corespunzătoare a cantităţilor de gaze cu efect de seră, generate prin arderea combustibililor în focarele centralelor termoelectrice. Conform datelor IEA din anul 1999 [12], emisia de $CO_2$ s-a redus în România în perioada 1990-1996 cu 28,5 % faţă de 1989. Prin mecanismul flexibil al Protocolului de la Kyoto, există posibilitatea ca ţările din anexa 1 să îşi îndeplinească obligaţiile de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră prin "implementare în comun". În acest sens este de menţionat proiectul comun româno-olandez de reducere a emisiei de dioxid de carbon la termocentralele din România (12 blocuri energetice), desfăşurat în perioada 1997-2000, parteneri fiind SEP Olanda şi RENEL, iar partea tehnică fiind asigurată de KEMA Olanda în colaborare cu ICEMENERG.

Preocupările guvernamentale recente privind aderarea la UE se reflectă şi în HG 273/22.02.2001, prin care se stabileşte componenţa (pe instituţii) a delegaţiilor sectoriale pentru negocierea aderării României la UE, în vederea asigurării bunei desfăşurări a activităţilor de programare, urmărire şi raportare pe care le necesită pregătirile pentru aderare [13], prin care Ministerul Industriei şi Resurselor este desemnat drept integrator pentru "energie", din delegaţia respectivă făcând însă

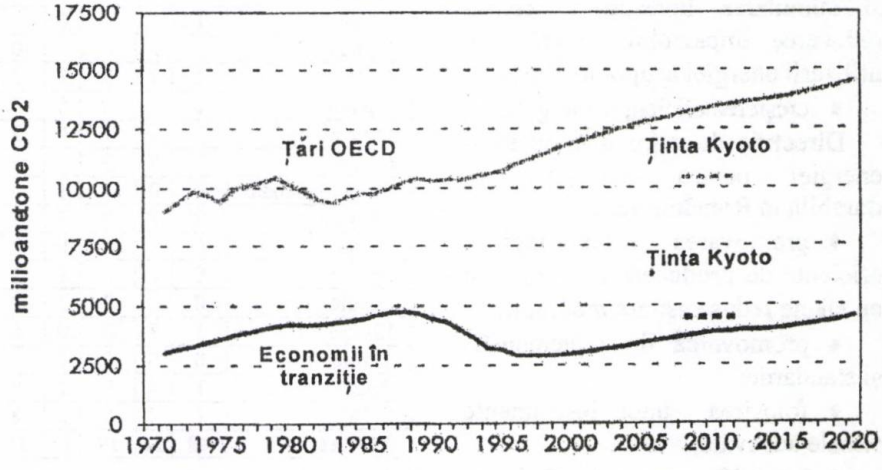



Fig. 1. Emisiile de gaze cu efect de seră din activităţi relaţionate cu energie ale ţărilor din anexa 1 – semnatare ale Protocolului de la Kyoto.

parte şi Ministerul Protecţiei Mediului şi Ministerul Educaţiei şi Cercetării.

Integrarea economică şi politică a României în structurile UE va însemna respectarea condiţiilor impuse de două importante documente din domeniul energiei: *Tratatul Cartei energiei şi Protocolul pentru eficienţa energetică;* acestea stabilesc condiţiile de cooperare în domeniul energiei şi conţin ca principale prevederi promovarea stabilirii preţurilor energiei pe baza pieţei, reflectarea costurilor şi beneficiilor referitoare la mediul ambiant pe întreg ciclul energetic, promovarea eficienţei energetice, utilizarea combustibililor curaţi şi a resurselor regenerabile de energie.

Prin protocolul pentru eficienţa energetică, ţările semnatare, printre care se numără şi România, se obligă să-şi stabilească şi să implementeze strategii de creştere a eficienţei energetice pe întregul lanţ energetic: resurse – producere – transport – distribuţie – utilizare.

Ca urmare, pentru România dorinţa integrării în UE va însemna [14]:

- organizarea sectorului energiei în acord cu structurile internaţionale;
- respectarea normelor de protecţie a mediului în acord cu legislaţia şi practicile de aderare la UE;
- alocarea de resurse financiare şi stimularea investiţiilor pentru reducerea impactului generării şi utilizării energiei asupra mediului;
- creşterea eficienţei energetice.

Direcţiile de acţiune în sectorul energiei pentru o dezvoltare durabilă în România sunt:

- promovarea tehnologiilor eficiente de producere a energiei şi cu efecte reduse asupra mediului;
- promovarea de reglementări şi standarde;
- folosirea unor instrumente fiscale adecvate;
- intensificarea activităţii de cercetare-dezvoltare;
- promovarea unor acţiuni în vederea creşterii eficienţei energetice la consumatori;
- introducerea şi stimularea creşterii competiţiei în piaţa internă a energiei.

## Rolul cercetării în câteva ţări membre IEA

În vederea limitării emisiilor de gaze cu efect de seră, multe ţări membre ale Agenţiei Internaţionale a Energiei folosesc cercetarea-dezvoltarea ca instrument de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră din sectorul energetic şi din alte sectoare relaţionate cu cel energetic [12]. Acţiunile statelor membre pot fi categorisite după cum urmează:

- politici fiscale, care includ taxe, subvenţii sau eliminarea subvenţiilor;
- mecanisme de piaţă, incluzând implementarea în comun şi mecanisme de dezvoltare curată;
- politici de reglementări şi acorduri voluntare, incluzând reglementări, standarde, directive şi ordine executive, precum şi parteneriate între guvern şi sectorul privat şi acorduri voluntare;
- politici de cercetare-dezvoltare;
- procese de politică, prin care se realizează programe sau procese care dezvoltă, revizuiesc sau implementează politica propusă.

Baza de date din anul 1999 privind măsurile şi politicile ţărilor membre ale IEA [12] arată că, dintr-un total de 391 politici şi măsuri care au ca scop reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră, 66 se referă la politici de cercetare-dezvoltare (tabelul 2).

Astfel, în SUA se prevede finanţarea a 18 programe privind utilizarea cercetării-dezvoltării ca instrument de reducere a emisiei de gaze cu efect de seră, programe care

*Tabelul 2*

| Ţara / Politici şi măsuri | Fiscale | | De piaţă | | Reglementări | | C&D | | Procese de politică | | Total | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | I* | P* | I | P | I | P | I | P | I | P | I | P | Total |
| Australia | 0 | 7 | 2 | 1 | 3 | 5 | 2 | 0 | 10 | 2 | 17 | 15 | 32 |
| Austria | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 | 0 | 1 |
| Belgia | 0 | 2 | 1 | 1 | 0 | 3 | 0 | 0 | 4 | 3 | 5 | 9 | 14 |
| Canada | 6 | 2 | 8 | 2 | 6 | 1 | 9 | 1 | 12 | 0 | 41 | 6 | 47 |
| Republica Cehă | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 3 | 0 | 0 | 2 | 0 | 2 | 4 | 6 |
| Danemarca | 1 | 1 | 2 | 1 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 2 | 8 |
| Uniunea Europeană | 0 | 2 | 0 | 0 | 5 | 10 | 0 | 1 | 2 | 3 | 7 | 16 | 23 |
| Finlanda | 2 | 0 | 0 | 0 | 2 | 1 | 1 | 0 | 2 | 0 | 7 | 1 | 8 |
| Franţa | 6 | 3 | 0 | 1 | 4 | 7 | 3 | 1 | 3 | 0 | 16 | 12 | 28 |
| Germania | 4 | 5 | 0 | 1 | 2 | 3 | 0 | 0 | 1 | 0 | 7 | 9 | 16 |
| Grecia | 6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 1 | 1 | 0 | 9 | 3 | 12 |
| Ungaria | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 3 | 1 | 4 |
| Irlanda | 1 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 3 | 0 | 4 | 4 | 8 |
| Italia | 2 | 1 | 0 | 1 | 3 | 3 | 0 | 0 | 1 | 0 | 6 | 5 | 11 |
| Japonia | 2 | 2 | 0 | 0 | 6 | 0 | 4 | 1 | 3 | 0 | 15 | 3 | 18 |
| Luxemburg | 3 | 4 | 0. | 0 | 2 | 0 | 1 | 1 | 2 | 3 | 8 | 8 | 16 |
| Olanda | 3 | 7 | 2 | 2 | 5 | 5 | 2 | 0 | 1 | 3 | 13 | 17 | 30 |
| Noua Zeelandă | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 2 | 1 | 3 |
| Norvegia | 2 | 2 | 0 | 3 | 1 | 0 | 1 | 2 | 0 | 1 | 4 | 8 | 12 |
| Portugalia | 6 | 1 | 0 | 0 | 2 | 1 | 1 | 0 | 1 | 0 | 10 | 2 | 12 |
| Spania | 0 | 0 | 1 | 1 | 2 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 4 | 3 | 7 |
| Suedia | 0 | 0 | 2 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 2 | 2 | 4 |
| Elveţia | 1 | 3 | 0 | 0 | 6 | 0 | 1 | 0 | 3 | 0 | 11 | 3 | 14 |
| Turcia | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 2 | 0 | 2 |
| Anglia | 1 | 4 | 0 | 2 | 0 | 3 | 0 | 0 | 2 | 1 | 3 | 10 | 13 |
| SUA | 1 | 4 | 0 | 2 | 2 | 9 | 8 | 10 | 2 | 4 | 13 | 29 | 42 |
| **TOTAL** | **48** | **54** | **19** | **20** | **55** | **57** | **36** | **21** | **60** | **21** | **218** | **173** | **391** |

* I – implementat; P – planificat

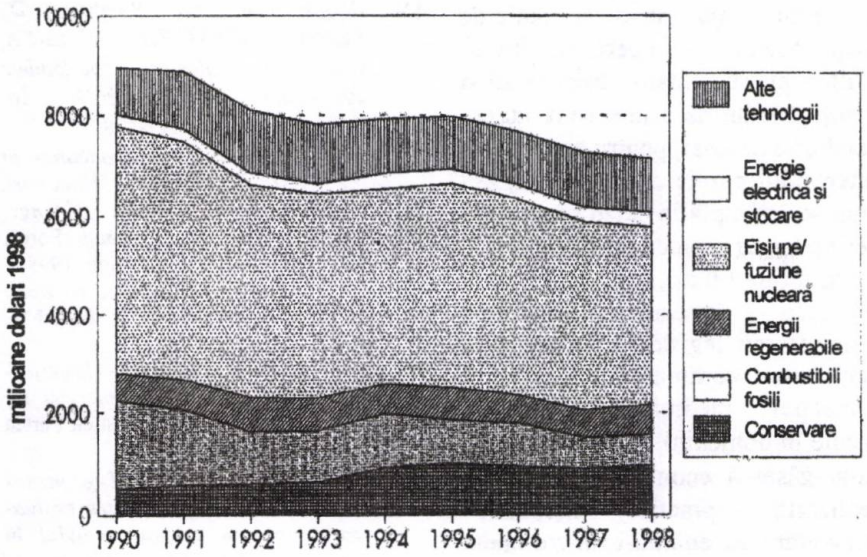



Fig. 2. Bugetul alocat de guvern pentru activităţile de cercetare-dezvoltare în ţările membre IEA.

au ca scop dezvoltarea tehnologică în domeniul utilizării surselor regenerabile de energie, dezvoltării energiei nucleare, creşterii eficienţei sistemelor de producere a energiei bazate pe combustibili fosili şi reducerii consumului de energie în industrie.

Un exemplu interesant pentru România este faptul că guvernul Ungariei a hotărât să aloce de la bugetul statului 4 milioane USD/an în 2000 şi 2001 şi 20 mil. USD/an din 2002 până în 2020 pentru activitatea de cercetare-dezvoltare în domeniul eficienţei energiei şi al energiilor regenerabile.

De remarcat, de asemenea, faptul că Parlamentul polonez a adoptat o rezoluţie prin care se recunoaşte că utilizarea surselor regenerabile de energie aduce beneficii de mediu, economice şi sociale şi se consideră că o creştere a utilizării surselor de energie regenerabile poate deveni un element de dezvoltare durabilă pentru Polonia.

Este adevărat că în intervalul 1990-1998 a avut loc o scădere a fondurilor de la buget alocate cercetării-dezvoltării în ţările IEA (fig. 2) [11], dar nu trebuie uitat faptul că firmele care furnizează echipamente pentru domeniul energetic şi, în unele ţări, chiar şi asociaţii ale producătorilor de energie finanţează lucrări de cercetare-dezvoltare din surse proprii.

## Cercetarea-dezvoltarea în România

În ultimii ani, de când problemele legate de protecţia mediului în domeniul energiei au devenit o prioritate, aportul activităţii de cercetare-dezvoltare şi inginerie s-a concretizat în următoarele tipuri de lucrări:

- armonizarea legislaţiei româneşti în domeniul protecţiei mediului în sectorul energetic cu cea a UE ;
- inventarierea emisiilor poluante datorate centralelor termoelectrice;
- măsurători pentru fundamentarea normelor de emisii la cazanele din gestiunea S.C. Termoelectrica S.A. şi C.N. Transelectrica S.A.;
- stabilirea factorilor de emisie pentru $SO_2$, $NO_x$ şi $CO_2$ la cazanele termocentralelor din România;
- realizarea şi implementarea programului de calcul DISPPOL al dispersiei poluanţilor în atmosfera din jurul termocentralelor;
- stabilirea unor tehnologii nepoluante pentru tratarea apelor uzate;
- stabilirea unor tehnologii moderne de protecţie a emisarilor şi a canalizărilor;
- participarea la programul de implementare în comun româno-olandez de reducere a emisiilor la termocentralele din România (12 blocuri energetice);
- stabilirea unor soluţii moderne de retehnologizare a instalaţiilor de ardere;
- verificarea funcţionării electrofiltrelor cazanelor de 420 t/h din SE Suceava şi SE Iaşi după conversia acestora de la funcţionarea pe lignit la funcţionarea pe huilă;
- sisteme de management de mediu în sectorul producerii de energie electrică;
- stabilirea unor soluţii tehnice în vederea reducerii influenţei unor noxe asupra sănătăţii personalului;
- armonizarea legislaţiei româneşti în domeniul eficienţei energetice cu cea a UE;
- scheme şi măsuri pentru implementarea în România a acordurilor pe termen lung pentru economisirea energiei în industrie;
- soluţii de electrificare rurală prin utilizarea surselor regenerabile de energie în România;
- promovarea surselor regenerabile de energie pentru aplicaţii locale şi industriale.

Progreselor din domeniul legislativ trebuie să le corespundă progresele din domeniul realizărilor practice, cercetării-dezvoltării revenindu-i un rol cheie în acest sens. Cercetarea trebuie să fie implicată în următoarele domenii:

- fundamentarea strategiei de dezvoltare a sectorului energetic în condiţiile respectării cerinţelor UE privind protecţia mediului;
- promovarea tehnologiilor eficiente de producere a energiei electrice şi termice şi cu efecte reduse asupra mediului:
  - măsuri adresate tehnologiilor clasice din centralele electrice existente:
  - îmbunătăţirea performanţelor echipamentelor în sensul diminuării pierderilor energetice şi exergetice;

- creşterea performanţelor ciclului termodinamic;
- soluţii privind limitarea impactului producerii, transportului şi distribuţiei energiei electrice asupra mediului;
- introducerea şi dezvoltarea instalaţiilor bazate pe cicluri combinate gaze-abur (CCGA);
- mărirea eficienţei prin producerea combinată a mai multor forme de energie prin extinderea în ţara noastră a sistemului de cogenerare;

♦ creşterea eficienţei energetice la consumatori;

♦ promovarea de reglementări şi standarde, care pot asigura eliminarea de pe piaţă a echipamentelor şi tehnologiilor ineficiente:

- standardizarea aparatelor electrocasnice;
- standardizarea unor procese utilizatoare de energie;
- norme energetice pentru clădiri.

## Concluzii

Tranziţia de la monopol la o structură industrială competitivă pune probleme deosebite legate de planificarea şi funcţionarea sistemului energetic. În noua eră a privatizării şi competiţiei decizia de a investi se bazează pe dezvoltarea unor proiecte cu rată maximă de recuperare a investiţiei în care nu se introduc externalităţile, respectiv costurile sociale sau protecţia mediului. Agenţiile de reglementare trebuie să apere interesele consumatorului. Chiar într-o economie de piaţă bazată pe libertatea investiţiilor private, statul trebuie să-şi menţină rolul de a interveni, atunci când este necesar, pentru concilierea interesului public cu cel privat, aşa cum se întâmplă în cazul respectării cerinţelor de protecţie a mediului.

În ultimul timp, România a făcut progrese însemnate privind armonizarea legislaţiei la cerinţele acquis-ului comunitar în domeniul protecţiei mediului. Progresele făcute în domeniul legislativ trebuie să-şi găsească ecou şi în domeniul realizărilor practice, cercetării-dezvoltării revenindu-i un rol cheie în acest sens.

În vederea asigurării atingerii obiectivelor prioritare pe termen mediu este necesară respectarea prevederilor Constituţiei României, art. 134 (2)c, privind obligaţia statului de a asigura stimularea cercetării ştiinţifice naţionale, precum şi a prevederilor Legii nr. 95/1988, art. 3 (2) privind nivelul minim al resurselor alocate prin bugetul de stat la capitolul "cercetare ştiinţifică", de 0,8 % din produsul intern brut.

**BIBLIOGRAFIE**


[1] * * * *The Ecologist*, Volume 29, No 2, 1999.

[2] * * * *Europe's Environment.* The Dobris Assessment, European Environment Agency, Copenhagen, 1995

[3] * * * *Green Energy.* În: Power Engineering International, dec. 2000, p.16-20.

[4] * * * *CDO Annual Report*, 1999.

[5] Ungureanu, I., Reghiş, D. *Situaţia actuală a S.C. Termoelectrica S.A. şi opţiuni strategice pentru perioadele 2001-2004 şi 2005-2010.* În: Energetica, nr. 3, p.117-128.

[6] * * * *2nd National Communication to the United Nations Framework Convention on Climate Change*, Romania, Ministry of Waters, Forest and Environmental Protection, 1998.

[7] * * * *Raport privind starea mediului în România în anul 1998*, MAPPM, 1999.

[8] * * * Legea nr. 199/2000 – *Lege privind utilizarea eficientă a energiei.* În: Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 577, 17.11.2000.

[9] * * * Legea nr. 2 / 2001 - *Lege pentru ratificarea Convenţiei pentru evaluarea impactului asupra mediului în context transfrontieră*, adoptat la Espooo la 25 februarie 1991. În: Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 105, 01.03.2001.

[10] * * * Legea nr. 3/2001 – *Lege pentru ratificarea Protocolului de la Kyoto la Convenţia-cadru a Naţiunilor Unite asupra schimbărilor climatice*, adoptat la 11 decembrie 1997. În: Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 81, 16.02.2001.

[11] * * * *Energy policies of IEA Countries*, 1999 Review, OECD/IEA, 2000.

[12] * * * *Dealing with Climate Change, Policies and Measures in IEA Member Countries*, OECD/IEA, 2000.

[13] HG 273/22.02.2001. *Hotărâre privind coordonarea, pregătirea şi organizarea negocierilor pentru aderarea României la Uniunea Europeană.* În: Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 120, 09.03.2001.

[14] România, *Strategia Naţională pentru Dezvoltare Durabilă*, Volum editat de Guvernul României, Departamentul pentru Reforma Administraţiei Publice Centrale.


**Referent: prof. dr. ing. Dumitru Cezar Ionescu – UPB**

**(Primit la 27 martie 2001, acceptat la 4 aprilie 2001)**

S.C. ICPET S.A. ne informează:

În perioada 25 – 29 septembrie 2001 se va desfăşura la Sinaia al III-lea Simpozion pentru ţările est-europene (SEEC) privind **"TEHNOLOGIA STRATULUI FLUIDIZAT PENTRU PRODUCEREA DE ENERGIE, PROCESE CHIMICE ŞI PROTECŢIA MEDIULUI"**, organizat de S.C. ICPET CERCETARE S.A. în numele Comitetului Executiv al SEEC Acordul în domeniul stratului fluidizat.

Tematica simpozionului se referă la:

♦ promovarea tehnologiilor în strat fluidizat în rîndul cercetătorilor în domeniu şi al utilizatorilor de cărbune;
♦ prezentarea nivelului actual al cercetărilor în domeniu şi a celor mai recente realizări tehnice;
♦ îmbunătăţirea gradului de cooperare dintre instituţiile ştiinţifice din această regiune în domeniul stratului fluidizat;
♦ promovarea implementării tehnologiilor de ardere în strat fluidizat în scopul utilizării eficiente a resurselor naturale şi al protejării mediului înconjurător.

Relaţii suplimentare privind programul şi desfăşurarea simpozionului se pot obţine de la:
Cătălin Flueraru ICPET CERCETARE S.A.
Calea Vitan 236, sector 3, 74369, Bucureşti, România
tel.: (+401) 322 92 47 ; fax: (+401) 321 41 70
e-mail: icpetc @ icpetcercetare.pcnet.ro

# Opţiuni în sistemele de management de mediu: EMAS II sau ISO 14001? Sistem integrat sau sisteme separate de management al calităţii şi de mediu?

chim. Nicoleta ION*,
dr. ing. Magdalena MATEI*,
ing. Agnes ŞERBĂNESCU*,

*Procesul lărgirii UE către ţările candidate este acum în plină desfăşurare, iar pregătirile pentru adoptarea acquis-ului comunitar au făcut mari progrese în cele mai multe dintre aceste ţări.*

*Unul dintre instrumentele practice pentru realizarea acestui deziderat este implementarea unui sistem de management de mediu.*

*O companie are de ales între implementarea unui sistem de management de mediu conform cerinţelor Standardului ISO 14001 sau Schemei de audit şi ecomanagement (EMAS) şi între un sistem integrat sau sisteme separate de management al calităţii şi de mediu.*

*Lucrarea intenţionează să ofere elemente care să ajute o organizaţie în luarea unor decizii la începutul procesului de implementare a unui sistem de management de mediu.*

*

*The process of EU expansion is a process under development and the preparations for the Community Acquis adoption have made great progress in most of the countries to join EU.*

*One of the practical instruments for carrying out this objective is the implementation of an Environmental Management System.*

*A company has to choose between the implementation of an Environmental Management System in agreement with the requirements of ISO 14001 Standard or of an Audit and eco-management Scheme (EMAS) and between an integrated system or separate quality and environmental management systems.*

*The paper aims at offering elements to help an organization make decisions at the beginning of the environmental system implementation process.*

Descriptori: sistem de management de mediu, sistem de management integrat, standard ISO 14001, schema de audit şi ecomanagement (EMAS)

## Introducere

Procesul lărgirii Uniunii Europene către ţările candidate este în plină desfăşurare, iar pregătirile pentru adoptarea acquis-ului comunitar au făcut mari progrese în cele mai multe dintre aceste ţări. Sectorul de mediu este unul din capitolele cele mai importante în acest proces şi unul care va avea impact asupra tuturor (cetăţeni, companii, autorităţi locale şi regionale, NGO). Guvernele ţărilor care îşi pregătesc integrarea, deci şi al României, trebuie să îşi stabilească politicile de mediu, care se vor integra în politicile UE, şi structurile instituţionale, care să realizeze conformitatea cu cerinţele de mediu ale UE.

Unul din instrumentele practice pentru realizarea acestui deziderat este implementarea unui sistem de management de mediu.

În prezent, sistemele de management de mediu implementate la nivel european şi mondial au la bază fie Standardul ISO 14001 [1], fie Schema de audit şi eco-management (EMAS) [3]. Aceste două norme nu sunt incompatibile, dar între ele există diferenţe, uneori semnificative.

Aşadar, prima provocare căreia trebuie să îi facă faţă o companie este aceea de a alege unul din cele două modele de sisteme de management de mediu recunoscute în Europa: Standardul ISO 14001 sau EMAS? După ce o primă opţiune va fi fost făcută, o companie care, eventual, are deja implementat şi certificat un sistem de management al calităţii, trebuie să facă o altă alegere: sistem integrat sau sisteme separate de management al calităţii şi de mediu?

Luarea unor astfel de decizii este greu de realizat, întrucât trebuie să se ţină cont de o multitudine de avantaje şi dezavantaje care trebuie analizate şi puse în balanţă.

Articolul de faţă încearcă să răspundă acestor întrebări şi să identifice avantajele şi dezavantajele alternativelor ce stau la dispoziţie, pentru a uşura opţiunea fiecărei organizaţii în parte.

## EMAS sau ISO 14001?

Standardele de control al mediului, calităţii şi siguranţei muncii sunt deja acceptate pe scară largă şi, la nivel mondial, companiile neconforme sunt în multe cazuri eliminate de pe piaţă sau cel puţin întâmpină serioase dificultăţi [6].

În ceea ce priveşte aspectele de mediu, două sisteme diferite "concurează" pe piaţă: ISO 14001 şi EMAS.

Standardul ISO 14001, primul din seria de standarde ISO 14000, a fost adoptat de către International Organisation for Standardisation (ISO) în anul 1996, iar Comitetul European de Standardizare l-a adoptat ca standard european. În anul 1997 a fost adoptat ca standard românesc, sub denumirea "SR EN ISO 14001-*Sisteme de management de mediu - Specificaţii şi ghid de utilizare*".

Schema de audit şi ecomanagement – EMAS (Regulamentul nr. 1836/93 al Comisiei Europene) a

* S.C. ICEMENERG S.A.

fost adoptată în anul 1993 pentru a permite participarea voluntară şi aderarea companiilor europene din sectorul industrial la schema comunitară de ecomanagement şi audit [2]. Această reglementare parcurge în prezent procesul legislativ normal pentru a fi revizuită. Varianta revizuită a fost adoptată în cursul lunii februarie 2001 atât de către Parlamentul European, cât şi de către Consiliul Uniunii Europene şi anulează varianta din anul 1993. Ea intră în vigoare în a treia zi de la publicarea sa în Jurnalul Oficial al Comunităţii Europene şi este aplicată la trei luni după publicare. Organizaţiile înscrise în conformitate cu Regulamentul 1836/93 rămân înregistrate, iar cerinţele noi ale EMAS revizuit vor fi luate în considerare la prima verificare de mediu.

O noutate importantă adusă de varianta revizuită a EMAS, care face ca diferenţele dintre cele două reglementări să fie minime, apare în anexa I, unde este prevăzut că "sistemul de management de mediu va fi implementat conform secţiunii 4 a standardului internaţional pentru sisteme de management de mediu ISO 14001:1996".

O primă diferenţă de fond între cele două sisteme se referă la modalitatea de recunoaştere a sistemului de management de mediu implementat într-o organizaţie: în cazul implementării unui sistem după ISO 14001, acesta este certificat de către un organism de acreditare, pe când în cazul aplicării EMAS, organizaţia este "înregistrată" cum că a "aderat" la schemă.

Cele două sisteme se diferenţiază formal în ceea ce priveşte domeniul de aplicare: în timp ce standardul ISO 14001 se aplică organizaţiilor de pretutindeni, EMAS se rezumă la cele din interiorul Uniunii Europene.

Dacă varianta anterioară a EMAS era aplicabilă numai în sectorul industrial, în varianta revizuită, conform articolului 3, participarea la EMAS "este deschisă oricărei organizaţii dedicate îmbunătăţirii performanţelor sale de mediu". O organizaţie este definită ca o companie, firmă, corporaţie, întreprindere, autoritate sau instituţie, o parte sau o combinaţie a acestora, publică sau privată, care are funcţionare şi administraţie proprie [7]. Aşadar, din acest punct de vedere cele două reglementări sunt în prezent similare.

O diferenţă importantă intervine în natura cerinţelor pentru conţinutul declaraţiei de mediu: în timp ce EMAS solicită o publicare a declaraţiei de mediu şi a o serie de date tehnice, cu date concrete însoţitoare, standardul ISO 14001 solicită doar publicarea politicii generale de mediu.

ISO 14001 nu face nici o referire la performanţele de mediu sau la evaluarea contractorilor şi furnizorilor, ci solicită numai ca organizaţia să comunice acestora politica sa de mediu. Din contră, EMAS cere ca organizaţia să se asigure că furnizorii şi contractorii îndeplinesc cerinţele propriei sale politici de mediu.

În timp ce ISO 14001 ia în considerare numai aspectele de mediu directe, ediţia revizuită a EMAS face diferenţa între aspectele de mediu directe şi indirecte. Aspectele indirecte sunt definite ca acelea asupra cărora organizaţia nu are control şi apar la distanţă faţă de organizaţie; acestea includ atât aspecte legate de produs, cât şi aspecte legate de investiţia de capital, schimbări pe piaţă etc.

În ceea ce priveşte îmbunătăţirea continuă, EMAS prevede îmbunătăţirea efectelor concrete de mediu, a performanţelor de mediu, iar ISO 14001 se mulţumeşte cu simpla îmbunătăţire a sistemului de management de mediu.

Un grad mai mare de detaliere îl are EMAS în ceea ce priveşte conţinutul activităţii de audit, în timp ce ISO 14001 rămâne la nivelul unor indicaţii generale, activitatea de audit de mediu făcând obiectul altor standarde din seria 14000. În schimb, ISO 14001 se referă la evaluarea aspectelor de mediu ale activităţilor, produselor sau serviciilor organizaţiei, ecologia produsului fiind mai bine tratată de către acest standard. De asemenea, EMAS cere un audit mai amănunţit decât ISO 14001, care solicită doar auditarea sistemului de management de mediu. EMAS cere o analiză de mediu preliminară extinsă ca parte a SMM. ISO 14001 nu pretinde în mod specific aceasta, doar o sugerează.

În concluzie se poate cu uşurinţă observa că EMAS este mai cuprinzătoare şi mai detaliată, dar numărul organizaţiilor certificate ISO 14001 este mult mai mare şi, aşa cum se arăta mai sus, domeniul de aplicabilitate al standardului ISO 14001 este mai extins.

Un alt argument hotărâtor, care este de luat în considerare, este acela că la noi în ţară există un organism competent, care certifică sistemele de management de mediu după ISO 14001 (Societatea Română de Acreditare şi certificare – SRAC), dar încă nu există unul care să înregistreze organizaţiile care doresc aderarea la EMAS.

Dacă însă o organizaţie care este acreditată după ISO 14001 va dori să se înregistreze conform EMAS (desigur, după ce un organism competent de înregistrare va fi înfiinţat), acest procedeu se poate desfăşura relativ uşor, fără a dubla eforturile făcute de certificatori şi verificatori ("omologii" certificatorilor pentru EMAS).

Atât EMAS, cât şi ISO 14000 ridică noi probleme, necunoscute la aplicarea lui ISO 9000, şi anume diferenţe în inegalităţile naţionale existente în ceea ce priveşte cadrul tehnologic, politic, social şi legal pentru protecţia mediului şi modalităţile de aplicare.

## Sistem integrat sau sisteme separate de management al calităţii şi de mediu

Standardele pentru controlul calităţii, securităţii muncii şi de

mediu devin o parte a cerinţelor zilnice pentru cele mai multe organizaţii. Cum, în general, procesul de implementare a standardului de calitate ISO 9000 este deja înaintat, atunci când o organizaţie intenţionează implementarea unui sistem de management de mediu, ea se află în faţa unei opţiuni privind modul în care va realiza armonizarea celor două sisteme. Se vorbeşte din ce în ce mai mult despre tendinţa avangardistă de a recurge la un sistem integrat de management, aceasta însemnând existenţa unui singur set de documente de bază (manual şi proceduri generale de sistem), care să includă atât aspectele de asigurare a calităţii, cât şi cele legate de protecţia mediului, ceea ce implică efortul de a satisface cerinţele ambelor standarde de referinţă. Este bine însă ca o decizie în acest sens să fie luată după o îndelungă chibzuinţă şi după analiza minusurilor şi plusurilor variantelor, a avantajelor şi dezavantajelor acestora.

Faptul că, cel mai adesea, în momentul în care se decide implementarea unui sistem de management de mediu într-o organizaţie, acolo funcţionează deja un sistem de management al calităţii, certificat după standardul ISO 9000, este un element foarte important, chiar hotărâtor pentru decizia ce urmează a fi luată. Dacă se încearcă structurarea unui sistem de management integrat, înseamnă că manualul calităţii şi procedurile generale ale sistemului calităţii vor deveni neaplicabile, locul lor urmând a fi luat de un manual integrat şi de proceduri de sistem comune. Elaborarea unor documente comune este una foarte dificilă, ţinând seama de caracterul şi complexitatea diferite ale celor două sisteme de management. Această acţiune ar urma să fie desfăşurată de o echipă multidisciplinară, iar fiecare membru al echipei, chiar dacă este specialist într-un anumit domeniu, ar trebui să înţeleagă şi să aibă o viziune sistemică asupra scopului şi mijloacelor de realizare ale sistemului integrat. Desigur că acesta este un deziderat dificil de atins, pentru că există pericolul, greu de evitat, ca specialiştii care au lucrat anterior la implementarea sistemului calităţii să nu înţeleagă pe deplin modul sau necesitatea de a îngloba toate aspectele de mediu cerute de standardul de referinţă pentru sistemul de management de mediu.

Pe lângă complexitatea şi dificultatea de realizare a acestor documente nu sunt de neglijat nici volumul mare de muncă ce trebuie depus şi nici costurile suplimentare ce decurg din implementarea acestui sistem de management integrat. În plus, simplul fapt că toată munca depusă anterior pentru certificarea sistemului calităţii este anulată, iar cheltuielile aferente devin inutile, poate să fie un argument contra.

Pe de altă parte, dacă o organizaţie se gândeşte să implementeze un sistem integrat, acum este momentul propice, deoarece, o dată cu apariţia noului standard ISO DIS 9001:2000, organizaţiile care posedă un sistem de management al calităţii certificat au la dispoziţie o "perioadă de graţie" de trei ani, după care valabilitatea certificării ia sfârşit, ele fiind nevoite să obţină un nou certificat, după acest nou standard.

Tot la capitolul "argumente contra" trebuie socotită şi dorinţa organizaţiei de a nu dezvălui toate aspectele de management de mediu unui auditor al calităţii sau invers [4].

Varianta sistemelor separate de management presupune, în mod evident, că dezavantajele enumerate mai sus devin avantaje, dar, pe de altă parte, un sistem integrat de management al calităţii şi de mediu înseamnă şi o abordare unitară a cerinţelor celor două sisteme, dispărând astfel riscul unor activităţi sau înregistrări de mediu care să contrazică declaraţii sau cerinţe stipulate în documentele sistemului calităţii elaborat anterior.

De exemplu, neconformităţile faţă de sistemul de management al calităţii sau cele faţă de sistemul de management de mediu trebuie tratate în mod similar, rezultând acelaşi tip de înregistrări, indiferent de tipul neconformităţii sau de ocazia sau locul în care acestea au fost identificate.

Elementele de sistem cel mai uşor de integrat par a fi cele referitoare la controlul înregistrărilor, controlul documentelor, instruirea personalului. Sunt însă proceduri de sistem specifice numai unuia dintre cele două sisteme de management (de exemplu "Pregătire pentru situaţii de urgenţă şi capacitate de răspuns"), iar aici, în mod evident, nu este nimic de integrat.

## Opţiuni

În anul 2000, S.C. ICEMENERG este autorul unor proiecte de elaborare a manualului de mediu şi a procedurilor generale de sistem pentru S.C. Hidroelectrica S.A. şi C.N. Transelectrica S.A.

În ambele cazuri standardul de referinţă pentru sistemul de management de mediu a fost SR EN ISO 14001 – "*Sisteme de management de mediu – Specificaţii şi ghid de utilizare*". La ambele entităţi, sistemul de management al calităţii era deja implementat. După analizarea, împreună cu responsabilii de mediu din cadrul instituţiilor, a stadiului şi a posibilităţilor existente, în cazul S.C. Hidroelectrica S.A. s-a optat pentru un sistem de management parţial integrat [7], iar în cazul C.N. Transelectrica S.A. s-a ales varianta sistemelor separate [9].

• *Sistem de management al calităţii şi de mediu parţial integrat în cadrul S.C. Hidroelectrica S.A.*

În cadrul S.C. Hidroelectrica S.A. sistemul de management al calităţii

este certificat RENAR şi funcţionează foarte bine. A fost elaborat un manual de mediu separat de manualul calităţii, dar procedurile comune celor două sisteme nu au fost refăcute, urmând ca unele elemente ale sistemului de management de mediu să se desfăşoare conform celor prevăzute în procedurile generale corespunzătoare ale sistemului de management al calităţii. Este vorba de instruirea personalului, controlul documentelor şi controlul înregistrărilor. În ceea ce priveşte acţiunea de tratare a neconformităţilor şi iniţierea acţiunilor corective şi preventive, s-a considerat oportună elaborarea unei proceduri generale a sistemului de management de mediu, avându-se grijă ca nici una dintre afirmaţiile făcute în cadrul acestei proceduri să nu vină în contradicţie cu cele declarate în procedurile similare ale sistemului calităţii ("Acţiuni corective şi preventive" şi "Controlul produsului neconform"). În urma identificării unei neconformităţi, se emite acelaşi tip de înregistrare, şi anume "Raportul de acţiuni corective/preventive" [8].

• *Sisteme separate de management al calităţii şi de mediu în cadrul C.N. Transelectrica S.A*

În cadrul C.N. Transelectrica S.A., aplicaţia s-a desfăşurat la Sucursala de Transport Bacău. La nivelul companiei este implementat un sistem al calităţii, dar, pentru că elementele sistemului de management de mediu elaborate sunt aplicabile în cadrul sucursalei amintite, s-a ales varianta unor sistem separate de management al calităţii şi de mediu. Aceasta a presupus ca, pe lângă existenţa unui manual de mediu complet separat de manualul calităţii, să fie elaborate şi toate procedurile generale ale sistemului de management de mediu. La elaborarea documentaţiei pentru elementele de management de mediu cerute de standardul de referinţă SR EN ISO 14001, s-a avut întotdeauna în vedere ca cele declarate în manualul de mediu şi procedurile de sistem aferente să nu contrazică niciodată, ci dimpotrivă, să fie în perfectă concordanţă cu prevederile sistemului calităţii din cadrul companiei [9].

Pe parcursul anului 2001 urmează ca documentele de bază ale sistemului de management de mediu elaborate pentru ST Bacău să fie adaptate şi implementate în toate sucursalele C.N. Transelectrica S.A., scopul final, din punct de vedere practic, fiind obţinerea certificării sistemului de management de mediu după SR EN ISO 14001, precum şi o îmbunătăţire a relaţiilor companiei cu mediul, autorităţile de mediu şi opinia publică.

## Concluzii

• Când este vorba să se aleagă între implementarea uneia dintre cele două norme referitoare la sistemul de management de mediu – Standardul ISO 14001 sau Schema de audit şi ecomanagement (EMAS) – un argument important în favoarea primului este faptul că domeniul său de aplicabilitate este mai larg.

• În alegera tipului de sistem de management un rol esenţial în luarea deciziei îl are existenţa sau nu a certificării sistemului de management al calităţii, dar şi tipul şi gradul de complexitate ale activităţilor desfăşurate în cadrul organizaţiei.

• În final însă "it's up to you"!

**BIBLIOGRAFIE**


[1] *** SR EN ISO 14001 - *Sisteme de management de mediu – regulament şi ghid de utilizare*, 1997.

[2] *** *Council Regulation (No. 1836/93) Eco-Management and Audit Scheme in the Member States* (AIMS-EMAS)", UE, 1993.

[3] *** *Proposal for a Council Regulation (EC) Allowing Voluntary Participation by Organizations in a Community Eco-management and Audit Scheme, UE, 1998.*

[4] Ionescu, C. *Cum să construim şi să implementăm un sistem de management de mediu în conformitate cu ISO 14001*, Editura Economică, 2000.

[5] Gellrich, C., Karczmarzyk A., Pfriem R. *Vom starren Umweltmanagement zum Total Environmental Management EMAS - Eco Management and Audit Scheme oder Einer Macht Alles Selber*, die Internettagung "Umwelt '98"

[6] Krisor, K., Ruth, H., Biondi, V. Raportul final al proiectului nr. 97/630/3040/DEB/E1 "*An Assessment of the Implementation Status of Council Regulation (No. 1836/93) Eco-Management and Audit Scheme in the Member States (AIMS-EMAS)*", '92 .

[7] Sturm, A. *ISO 14001 – Implementing an Environment Management System* Ellipson AG, 1998.

[8] Ion, N. *Manualul de mediu al S.C Hidroelectrica S.A.*, lucrare internă, ICEMENERG S.A., 2000

[9] Ion , N. *Sistem de management de mediu în sectorul energiei electrice. Implementare la STD Bacău*, lucrare internă, ICEMENERG S.A., 2000


**Referent: dr. ing. Mihai Manoliu – UPB, Catedra UNESCO**

**(Primit la 19 februarie 2001, acceptat la 4 aprilie 2001)**

# Determinarea, pe bază de măsurări, a factorilor de emisie pentru $SO_2$, $NO_x$ şi $CO_2$ la cazanele centralelor termoelectrice din România

ing. Ovidiu ŢUŢUIANU*
ing. Nicolae SIMION**

*Factorii de emisie, specifici fiecărui tip de poluant ( $SO_2$ , $NO_x$, $CO_2$, CO, pulberi etc.), constituie "indicatori de mediu", care demonstrează performanţele ecologice ale diferitelor cazane de abur sau de apă caldă.*

*Lucrarea prezintă valorile factorilor de emisie pentru $SO_2$ , $NO_x$ şi $CO_2$ , obţinuţi din măsurări efectuate, cu aparatură specializată, la principalele tipuri de cazane "energetice" din România .*

*Rezultatele validează metodologia de calcul folosită în cadrul fostei companii RENEL/CONEL.*

*Cunoaşterea cu precizie a "factorilor de emisie" permite personalului din exploatare o mai bună monitorizare a emisiilor de poluanţi, creşterea calităţii raportărilor către autorităţile de mediu şi fundamentarea temeinică a măsurilor pentru reducerea poluării mediului înconjurător. De asemenea, indicatorii respectivi pot folosi proiectanţilor şi executanţilor de echipamente în acţiunile de îmbunătăţire a performanţelor tehnico-economice şi ecologice ale acestora.*

*

*The "emission factors" specific to each type of pollutant ($SO_2$ , $NO_x$, $CO_2$, CO, dust, etc.) represent „environmental indicators" pointing out the ecological performances of the different steam or hot water boilers.*

*The paper presents the values of the $SO_2$ , $NO_x$ and $CO_2$ , „emission factors" resulting from the different types of Romanian boilers measurements performed by means of specialized measuring apparata.*

*The results, validate the calculation methodology utilized within the former company RENEL/CONEL.*

*The fact that we know precisely the values of the „emission factors" enables the operating staff to better monitor the pollutant emissions, increase the quality of the reports submitted to the environmental protection authorities and a thorough substantiation of the measures aiming at environmental pollution reduction. At the same time the respective indicators are used by the equipment designers and manufacturers in improving the technical, economic and ecological characteristics of their products.*

Descriptori: centrale termoelęctrice, cazane, combustibili, poluanţi, factori de emisie, inventare de emisii

## Introducere

Factorul de emisie "*e*" reprezintă cantitatea efectivă de poluant evacuată în mediu (atmosferă) raportată la unitatea de căldură introdusă cu combustibilul în cazan şi se calculează cu relaţia (1):

$$e = \frac{E}{B_{ef} \cdot H_i^i} \cdot 10^3 [\text{g/GJ}], \qquad (1)$$

unde:

$E$ este debitul masic de poluant evacuat în atmosferă (emisia) [g/s];

$B_{ef}$ - debitul de combustibil ars efectiv [kg/s] ;

$H_i^i$ - puterea calorifică inferioară a combustibilului cu referire la masa iniţială [GJ/ kg].

$E$, $B$ şi $H_i^i$ se determină pe bază de măsurări cu aparatură specializată.

**Observaţie** În cazul combustibililor solizi

$$B_{ef} = B\,(1 - 0{,}01\, q_m), \qquad (2)$$

unde $q_m$ = pierderi de căldură prin ardere mecanic incompletă [%].

Factorul de emisie este specific fiecărui tip de poluant ($SO_2$, $NO_x$, CO, $CO_2$ etc.) şi depinde, în principal, de caracteristicile combustibilului folosit, tipul constructiv şi tehnologia de funcţionare ale instalaţiilor de ardere (cazane şi alte instalaţii anexe) şi de capacitatea acestora (puterea termică).

Factorii de emisie sunt utilizaţi la calculul cantităţilor de poluanţi evacuaţi (emisii) "*E*", folosind relaţia (1), în care de această dată se cunosc *e*, *B* şi $H_i^i$.

Pe baza acestor postcalcule se realizează "inventarele de emisii" (pe cazane, coşuri de fum, centrale electrice, total ţară), care constituie o cerinţă a "*Convenţiei privind poluarea atmosferică transfrontieră pe distanţe lungi*" [1].

Factorii de emisie mai pot fi folosiţi la evaluarea cantităţilor de emisii pentru perioade viitoare (prognoze), precum şi la determinarea concentraţiei de poluanţi în gazele de ardere "*c*" [mg/m$^3$ - la 15 °C şi 0,1 MPa], în vederea comparării valorilor realizate cu cele normate.

## 1. Metodologia simplificată de calcul al factorilor de emisie

Pornind de la sistemul de inventariere a emisiilor CORINAIR, promovat de Comunitatea Europeană, în cadrul fostei companii RENEL (gestionara principalelor centrale termoelectrice din România), s-a elaborat, între anii 1993-1994, o metodologie de evaluare operativă a emisiilor de $SO_2$, $NO_x$, pulberi şi $CO_2$ pentru cazane din centrale termice şi termoelectrice [2].

Întrucât la acea dată sectorul energiei electrice din România nu dispunea de aparatură specializată performantă pentru măsurări de emisii, la evaluarea factorilor de emisii, în special pentru $NO_x$, s-a făcut o serie de ipoteze simplificatoare şi s-au folosit date din literatura de specialitate.

Factorul de emisie $SO_2$ ($e_{SO_2}$) s-a calculat cu relaţia:

* C.N. Transelectrica S.A.
** S.C. ICEMENERG S.A.

$$e_{SO_2} = \frac{\frac{m_{SO_2}}{m_s} \cdot \frac{S}{100}}{H_i}(1-r) \cdot 10^6 [\text{g/GJ}], \quad (3)$$

unde:

$m_{SO_2}$ este masa moleculară a $SO_2$ şi este egală cu 64;

$m_S$ - masa moleculară a S, egală cu 32;

$S$ - conţinutul de sulf al combustibilului (%);

$H_i$ - puterea calorifică inferioară a combustibilului [MJ/kg];

$r$ - gradul de reţinere a sulfului în zgură şi cenuşă.

Pentru factorul de emisie al $NO_x$ ($e^{NO_x}$) s-au recomandat valori comparabile cu cele din ţările vest-europene, diferenţiate pe tipuri de combustibil şi puteri termice ale cazanelor.

Valorile sunt date la sarcina cazanului de 100 %, cunoscând faptul că la sarcini parţiale factorii de emisie pentru $NO_x$ se reduc potrivit relaţiei:

$$e^x_{NO_x} = e^{100}_{NO_x}\left[a + (1-a)\frac{L-50}{50}\right], \text{[g/GJ]} \quad (4)$$

unde:

$e^x_{NO_x}$ este factorul de emisie pentru $NO_x$ la sarcina $x$ [g/GJ];

$e^{100}_{NO_x}$ - factorul de emisie al $NO_x$ la sarcina de 100 % [g/GJ];

$L$ - sarcina cazanului (50% < < L < 100%);

$a$ - coeficient în funcţie de tipul combustibilului (0,85 la cărbune pulverizat; 0,75 la păcură; 0,50 la gaze naturale).

Factorul de emisie pentru $CO_2$ ($e_{CO_2}$) s-a calculat cu relaţia:

$$e_{CO_2} = \frac{\frac{m_{CO_2}}{m_c} \cdot \frac{C}{100}}{H_i} \cdot 10^6 [\text{g/GJ}], \quad (5)$$

unde:

$m_{CO_2}$ este masa moleculară a $CO_2$ egală cu 44 ;

$m_C$ - masa moleculară a C, egală cu 12 ;

$C$ - conţinutul de carbon al combustibilului (%);

$H_i$ - puterea calorifică inferioară a combustibilului [MJ/kg].

După anul 1993, cu această metodologie s-au elaborat inventarele anuale ale emisiilor de poluanţi din centralele termoelectrice şi s-au calculat emisiile din perioada trecută, începând cu anul 1980. Ulterior, pe baza ei s-a realizat un model de calcul (EMPOL), care permite fiecărei centrale electrice să-şi urmărească operativ emisiile de poluanţi. Rezultatele pe ansamblul companiei au fost comunicate publicului prin "Rapoartele de mediu anuale" (tabelul 1) [3, 4].

*Tabelul 1*

**Factorii de emisie pe ansamblul companiei RENEL/CONEL**

| Anul | $e_{SO_2}$ [g/ GJ] | $e_{NO_x}$ [g/ GJ] | $e_{CO_2}$ [g/ GJ] |
|---|---|---|---|
| 1997 | 2047 | 210 | 78596 |
| 1998 | 1389 | 195 | 69261 |
| 1999 | 1169 | 221 | 79630 |

## 2. Măsurări sistematice ale emisiilor

În perioada 1997-1999, sectorul energiei electrice din România a reuşit să se doteze cu aparatură specializată pentru măsurarea emisiilor de poluanţi în atmosferă. Cu această aparatură şi folosind metodologii de măsurare conform standardelor internaţionale, ICEMENERG Bucureşti, la comanda RENEL şi apoi CONEL, a realizat o campanie sistematică de testare a cazanelor de abur şi apă fierbinte, având ca scop final determinarea emisiilor de $SO_2$, $NO_x$, CO, $CO_2$ şi a emisiilor de pulberi în condiţiile reale de exploatare, precum şi a factorilor de emisie aferenţi (tabelul 2).

Măsurările la cazanele cu cărbune s-au efectuat cu un autolaborator donat de guvernul olandez, bazat pe aparatură FISHER - ROSEMOUNT (Germania -

*Tabelul 2*

**Factorii de emisie rezultaţi din măsurători**

| Tipul cazanului*) / Puterea termică [MW] | Combustibil C [%] / S [%] /Hi [MJ/kg] **) | Factori de emisie | | |
|---|---|---|---|---|
| | | $e_{SO_2}$ [g/GJ ] | $e_{NO_2}$ [g/GJ]***) | $e_{CO_x}$ [g/GJ ] |
| PBZKG a) / 264 | Gaze naturale 73,8/0/48,9 | 0 | 133-169 | 67000– 68200 |
| TLMACE a) / 515 | Păcură 83,3/2,4/38,6 | 1280 | 279-287 | 83600 |
| C-50 / 40 | Păcură(54,8%) + Gaze (45,2%) P:85,0/2,6/38,1 G: 73,0/0/49,1 | 529-965 | 138-171 | 52500- 76600 |
| CAF-100 af) / 130 | Lignit (68%) + Gaze (32%) L: 19/1,2/6,6 G: 74/0/49,6 | 2130-3130 | 107-157 | 67400- 124700 |
| BENSON 1035 a) / 878 | Lignit: (96,5%)+ Gaze (3,5%) L: 21,5/1/7,1 G: 73,3/0/48,2 | 2253 | 280 | 106600 |
| CR-1244 a) / 337 | Lignit (90%)+ Gaze (10%) L: 17,7/1,1/5,8 G: 74/0/44,9 | 2200 | 113 | 119200 |
| C-525-ROO a) / 515 | Lignit (90%) + Păcură (10%) L: 23/1/7,5 P: 85/1,3-2,6/39,4 | 1636-2545 | 225-245 | 105500-107900 |
| PP-55 a) / 528 | Huilă (90%) + Gaze (10%) H: 36-39/1,5/ 13,6-15,3 G: 74/0/49,3 | 1303-2231 | 261-385 | 83700- 95800 |

*) a = cazan de abur; af = cazan de apă fierbinte; **) participaţie calorică la amestec de combustibili; ***) valori recalculate pentru sarcina cazanului de 100%.

SUA). Analizoarele de $O_2$ funcţionează pe principiul paramagnetic (magnetomecanic), cele pentru CO şi $CO_2$ pe absorbţie în infraroşu, cele pentru $NO_x$ pe chemiluminiscenţă, iar cele de $SO_2$ pe absorbţia în ultraviolet.

Măsurările la cazanele cu combustibil lichid şi gazos s-au efectuat cu analizorul portabil TESTO 33 (cu celule electrochimice), fabricat de firma TESTOTHERM (Germania).

Pe baza măsurătorilor s-au calculat, cu relaţia (1), factorii de emisie pe tipuri de cazane. Câteva exemple au fost prezentate în tabelul 2 [5].

## 3. Validarea prin măsurători a metodologiei de calcul al factorilor de emisie

În vederea verificării valorilor factorilor de emisie recomandaţi de metodologia PE-1001/1994, s-au comparat aceste date cu valorile determinate pe baza măsurătorilor. Diferenţele între cele două categorii de date sunt prezentate în tabelele 3, 4 şi 5 [5].

*Tabelul 5*

**Comparaţie între valorile factorilor de emisie specifici $CO_2$**

| Combustibil | Valoarea medie măsurată [g/GJ] | Valoarea medie calculată conform PE 1001/1994 [kg/GJ] | | Abaterea [%] | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | *) | **) | *) | **) |
| Gaze naturale | 60200 | 50000 | 59000 | + 20,4 | + 2,0 |
| Păcură | 79800 | 72000 | 81000 | + 10,8 | - 1,4 |
| Cărbune | 107300 | 98000 | 105000 | + 9,5 | + 2,2 |

*) valori adoptate în ţările CE; **) valori specifice condiţiilor din România

Factorii de emisie determinaţi prin măsurători sunt de acelaşi ordin de mărime cu cei utilizaţi de experţii străini pentru cazuri similare (tabelul 6). Unele diferenţe mai mari, cum ar fi cele înregistrate la factorii de emisie pentru $NO_x$ aferenţi cazanelor cu cărbune, se explică prin faptul că în România se folosesc "focare reci", datorită puterii calorifice reduse a combustibililor solizi care au conţinut ridicat de umiditate şi cenuşă.

*Tabelul 6*

**Valori pentru factorii de emisie specifici $NO_x$ utilizaţi de experţii străini**

| Combustibil | Pentru România *) | Pentru Germania **) |
|---|---|---|
| Gaze naturale | 100 | 150 - 200 |
| Păcură | 200 | 180 - 240 |
| Lignit | 160 | 210 |
| Huilă | 350 | 240 - 500 |

*) Institutul KEMA (Olanda) în lucrarea [6];
**) Kolar J. (1990) citat în lucrarea [6].

*Tabelul 3*

**Comparaţie între valorile factorilor de emisie specifici $SO_2$**

| Combustibil | Valoarea medie măsurată [g/GJ] | Valoarea medie calculată conform PE 1001/1994 [g/GJ] | Abaterea [%] |
|---|---|---|---|
| Gaze naturale | 0 | 0 | 0 |
| Păcură | 1280-1730 | 1270-1700 | +0,8 - +1,8 |
| Cărbune | 1730-2500 | 1720-2320 | +0,6 - +7,8 |

*Tabelul 4*

**Comparaţie între valorile factorilor de emisie specifici $NO_x$**

| Combustibil | Puterea termică [MW] | Valoarea medie măsurată*) [g/GJ] | Valoarea medie calculată conform PE 1001/1994 [g/GJ] | Abaterea [%] |
|---|---|---|---|---|
| Gaze naturale | 50 - 100 | 140 | 130 | + 7,6 |
| | 100 - 300 | 153 | 150 | + 2,0 |
| | > 300 | 160 | 170 | - 5,8 |
| Păcură | 50 - 100 | 197 | 190 | + 3,6 |
| | 100 - 300 | 204 | 210 | - 2,8 |
| | > 300 | 283 | 280 | + 1,1 |
| Lignit | 50 - 100 | 199 | 200 | - 0,5 |
| | 100 - 300 | 209 | 220 | - 5,0 |
| | > 300 | 244 | 260 | - 6,1 |
| Huilă | 50 - 100 | - | 380 | - |
| | 100 - 300 | - | 420 | - |
| | > 300 | 385 **) | 450 | - 14,4 |

*) valori recalculate pentru sarcina de 100%; **) valoare înregistrată la CET Mintia pe huilă 90% şi gaze naturale 10%, după unele acţiuni de reabilitare a cazanelor.

## Concluzii

➢ Măsurările sistematice efectuate cu aparatură specializată şi în conformitate cu standardele europene au permis, pentru prima dată la noi în ţară, determinarea cu precizie a emisiilor şi a factorilor de emisie la principalele tipuri de cazane "energetice" din România, exploatate în prezent de S.C. Termoelectrica S.A.

➢ Valorile factorilor de emisie obţinute pe baza măsurătorilor sunt comparabile cu cele întâlnite în alte ţări europene, fiind foarte apropiate de cele determinate cu metodologia de calcul.

➢ Ţinând seama de măsurători, metodologia PE 1001/1994 va putea fi perfecţionată, ceea ce va permite îmbunătăţirea sistemului de monitorizare a emisiilor de poluanţi, creşterea calităţii raportărilor către autorităţile de mediu şi fundamentarea temeinică a măsurilor pentru reducerea poluării mediului înconjurător.

➢ Factorii de emisie prezentaţi în lucrare indică performanţele

"brute" ale cazanelor existente în exploatare în centralele termoelectrice din România, care sunt inferioare celor din ţările dezvoltate, unde s-au introdus tehnologii performante de ardere şi sisteme eficiente de control (reducere) al (a) poluanţilor. Pornind de la aceste valori, de exemplu în cazul $NO_x$, factorii de emisie la cazanele cu huilă se pot reduce de 2,5 ori prin "măsuri primare" şi încă de cinci ori prin adăugarea de "măsuri secundare" [7].

**BIBLIOGRAFIE**


[1] * * * *CORINAIR Inventory, Commission of the European Communities*, CITEPA, Paris, 1991.

[2] Ţuţuianu, O., Anghel, M. *Metodologie de evaluare operativă a emisiilor de $SO_2$, $NO_x$, pulberi şi $CO_2$ din centralele termice şi termoelectrice*, PE-1001/1994, ICEMENERG, Bucureşti, 1994.

[3] Ţuţuianu, O. ş.a. *Raportul de mediu RENEL/1997*, CONEL, 1998.

[4] Ţuţuianu, O. ş.a. *Raportul de mediu* CONEL, 1999.

[5] Simion, N. ş.a. *Măsurători pentru fundamentarea normelor de emisii la cazanele de abur şi apă fierbinte din gestiunea CONEL*, ICEMENERG SA, Bucureşti, 1998 – 2000.

[6] * * * *EC PHARE* - Ramboll Hannemann & Hojlund (Danemarca), Energy & Environment (Olanda) - *Studiu de evaluare a impactului asupra mediului ambiant pentru centralele termoelectrice. Proiect de reabilitare şi modernizare.* Raport principal, aprilie 1994.

[7] * * * *Atmospheric Emission Inventory GuideBook*, EMEP, CORINAIR, sept. 1999.


**Notă.** Se admite că arderea reală, în exploatarea generatoarelor de abur, nu este „departe" de arderea perfectă, motiv pentru care metodologia preluată după CORINAIR prezintă expresiile analitice proprii arderii complete.

**Referent: conf. dr. ing. George Darie – Facultatea de Energetică, UPB**
**prof. dr. ing. Constantin Neaga – Faculatea de Inginerie Mecanică, UPB**

**(Primit la 5 februarie 2001, acceptat la 4 aprilie 2001)**

## *De personis*

### Profesorul VICTOR ATHANASOVICI a împlinit 60 de ani

*Prof. dr. ing. Victor ATHANASOVICI este absolvent al Facultăţii de Energetică din Universitatea „POLITEHNICA" Bucureşti, din anul 1965.*

*Din anul 1968 este cadru didactic al Facultăţii de Energetică. În timp a parcurs toate treptele didactice, fiind în prezent profesor, conducător de doctorat şi şeful catedrei de Centrale electrice şi energetică industrială.*

*Colaborator apropiat al profesorului Ioan D. Stănescu, a continuat cercetările acestuia în domeniul termoficării şi termoenergeticii industriale, reuşind să creeze o puternică şcoală în aceste domenii. Rezultatele muncii de cercetare s-au concretizat în numeroase articole apărute în reviste de specialitate, precum şi în referate susţinute la diferite manifestări ştiinţifice.*

*Autor al lucrărilor monografice „Utilizarea căldurii în industrie" şi „Termoenergetică industrială şi termoficare", domnul profesor Victor Athanasovici este un specialist cu recunoaştere naţională şi internaţională în domeniu.*

*Este membru fondator al Asociaţiei Tehnice şi Ştiinţifice a Energeticienilor din România „ENERGETICA", membru al Colegiului revistei ENERGETICA şi membru al SITT, APER, SOCER.*

*La împlinirea vârstei de 60 de ani, membrii Asociaţiei Ştiinţifice şi Tehnice a Energeticienilor din România „ENERGETICA" îi urează domnului Victor ATHANASOVICI multă sănătate şi putere de muncă în nobila profesie de dascăl.*

# Monitorizarea şi inventarierea emisiilor de poluanţi din centralele termoelectrice

ing. fiz. Gherghina VLĂDESCU*
ing. Daniela IORDACHE*
ing. Victoriţa IORDACHE*
ing. Carmencita CIOMAGA*
dr. ing. Magdalena MATEI*
ing. Ion ILIE*
ing. Cornel MOŢIU**

*Poluarea atmosferei prin emisiile provenite din activităţile umane (antropice) şi problemele de mediu ce rezultă (depuneri acide, degradarea calităţii solului, încălzirea globală/schimbări climatice, degradarea clădirilor, sărăcirea stratului de ozon) au impus monitorizarea şi inventarierea acestor emisii la nivel local, regional şi global. Sunt prezentate, pe scurt, cerinţele internaţionale pentru inventarierea emisiilor poluante, metodologii europene pentru inventarierea emisiilor poluante în atmosferă, programe şi metodologii utilizate în sectorul producerii energiei electrice, în România, pentru inventarierea emisiilor poluante şi pentru calculul dispersiei poluanţilor emişi în atmosferă.*

*

*Pollution due to emissions discharged into the atmosphere as a result of human (anthropogenic) activities and the environmental issues relating to it (acidifying depositions, land quality degradation, global warming/climate changes, building degradation, ozone layer depletion) required polluting emissions monitoring and inventorying at the local, regional and global levels. The paper briefly presents the international requirements relating to the development of a polluting emission inventory, the European methodologies for air polluting emissions inventorying, programs and methodologies utilized in the Romanian electricity generation sector for inventorying the polluting emissions and calculating the dispersion of the pollutants discharged into the atmosphere.*

Descriptori: poluanţi, emisii de poluanţi, inventarierea poluanţilor, monitorizarea emisiilor poluante, dispersia poluanţilor

## 1. Poluarea atmosferei

Substanţele emise în atmosferă prin activităţi umane sau naturale sunt cauza unor probleme de mediu (curente sau potenţiale), cum ar fi:

- depuneri acide;
- degradarea calităţii aerului;
- degradarea solului, a clădirilor şi a altor structuri;
- sărăcirea stratului de ozon şi încălzirea globală/schimbări climatice.

## 2. Cerinţe internaţionale pentru inventarierea emisiilor poluante

*2.1. Convenţia privind poluarea aerului transfrontieră [7]*

Această convenţie a fost adoptată la Geneva în anul 1979. Protocoalele acestei convenţii sunt: Protocolul sulf – Helsinki, 1985; Protocolul $NO_x$ – Sofia, 1988; Protocolul VOC – Geneva, 1991; Protocolul sulf – Oslo, 1994.

Părţile semnatare au obligaţia de a realiza anual inventarele naţionale pentru emisiile de $SO_2$, NMVOC, $CH_4$, CO şi $NH_3$, pentru 11 categorii principale de surse, conform sistemului CORINAIR.

*2.2. Convenţia cadru privind schimbările climatice (FCCC) [6]*

Obiectivul acestei convenţii este de a stabiliza concentraţiile gazelor cu efect de seră la un nivel care ar trebui să prevină interferenţele antropice periculoase cu sistemul climatic. Un astfel de nivel ar trebui atins într-un interval de timp suficient pentru a permite ecosistemelor să se adapteze în mod natural la schimbările climatice, pentru a asigura siguranţa producţiei de hrană şi pentru a permite o dezvoltare economică într-o manieră durabilă (art. 2).

Toate părţile semnatare ale convenţiei trebuie "să realizeze, periodic să actualizeze, să publice şi să pună la dispoziţia Conferinţei părţilor, conform art. 12, inventarele naţionale ale emisiilor antropice şi ale cantităţilor de poluanţi îndepărtate din atmosferă, pentru toate gazele cu efect de seră necontrolate prin Protocolul de la Montreal, utilizând metodologii agreate de Conferinţa părţilor (art. 4)".

*2.3. Decizia Consiliului 93/389/EEC privind mecanismul de monitorizare a $CO_2$ şi a altor gaze cu efect de seră în Comunitatea Europeană [7]*

Această decizie a fost adoptată pentru a ajuta procesul de monitorizare în vederea stabilizării emisiilor totale de $CO_2$ în anul 2000 la nivelul anului 1990, în Comunitatea Europeană.

## 3. Metodologii europene pentru inventarierea emisiilor poluante în atmosferă

Există mai multe iniţiative internaţionale pentru elaborarea unor metodologii de inventariere a emisiilor poluante în atmosferă:

- proiectul OECD pentru controlul principalilor poluanţi atmosferici (MAP);
- inventarul DGXI;
- programul CORINE şi lucrările ulterioare ale Agenţiei Europene de Mediu;
- programul de cooperare pentru monitorizarea şi evaluarea transmiterii poluanţilor atmosferici la distanţă în Europa (EMEP);
- IPCC/OECD – Programul privind emisiile gazelor cu efect de seră.

*3.1. Proiectul MAP*

Acest proiect a fost elaborat pentru evaluarea poluării pe scară largă prin episoade fotochimice în Europa de Vest şi pentru evaluarea impactului diferitelor strategii de control al emisiilor pentru asemenea episoade. Inventarul emisiilor MAP

* S.C. ICEMENERG S.A., Bucureşti
** S.C. Termoelectrica S.A., Bucureşti

acoperă următorii poluanţi: $SO_2$, $NO_x$ şi VOC, inclusiv emisiile naturale, pentru nouă surse de emisii poluante [1].

*3.2. Inventarul DGXI [1]*

În anul 1985, Directoratul de mediu CEC (DGXI) a iniţiat un inventar al emisiilor pentru 12 state membre ale Uniunii Europene. Scopul inventarului DGXI a fost acela de a colecta date privind emisiile tuturor surselor relevante, pentru a realiza o bază de date utilizată în studii privind probleme de poluare a aerului.

Inventarul DGXI se face pentru $SO_2$, $NO_x$, VOC şi particule, pentru 10 surse principale de emisii poluante.

*3.3. Programul CORINE [1, 4]*

Decizia Consiliului 85/338/EEC stabileşte un program de lucru privind "un proiect experimental pentru culegerea, coordonarea şi asigurarea consistenţei informaţiilor privind starea mediului şi a resurselor naturale ale comunităţii". Acest program de lucru a primit denumirea CORINE (**CO**-ordination d'**I**nformation **E**nvironmentale) şi include un proiect de culegere şi organizare a informaţiilor privind emisiile poluante în atmosferă, legate de depunerile acide – CORINAIR.

Inventarul CORINAIR a fost dezvoltat ulterior în colaborare cu statele membre, Eurostat, OECD şi UNECE/EMEP şi s-a realizat o actualizare a acestuia în cooperare cu EMEP şi IPCC-OECD, pentru a fi utilizat atât în pregătirea inventarelor cerute de Convenţia privind poluarea transfrontieră (LRTAP), cât şi a celor cerute de Convenţia-cadru privind schimbările climatice (FCCC).

Inventarul CORINAIR 90 recunoaşte 11 sectoare principale pentru surse (agreate de EMEP): producerea energiei electrice, cogenerare şi centrale termice districtuale; combustie în industrie; procese de producţie; extragerea şi distribuţia combustibililor fosili; utilizarea solvenţilor; transport rutier; alte surse mobile; tratarea şi depozitarea deşeurilor; agricultură; natură.

Sursele pot fi considerate punctuale (surse mari) sau distribuite pe o suprafaţă (surse mai mici sau difuze).

*3.4. Programul IPCC/OECD privind emisia de gaze cu efect de seră [1, 3, 6]*

Acest program urmăreşte realizarea unei metodologii pentru estimarea emisiilor de gaze cu efect de seră. Ghidul acoperă principalele surse pentru trei gaze cu efect de seră – $CO_2$, $CH_4$ şi $N_2O$, încă trei grupe de gaze cu efect de seră – HFCs, PFCs şi $SF_6$ şi pentru trei precursori ai ozonului – $NO_x$, CO şi NMVOC.

Ghidul IPCC specifică şase sectoare principale pentru raportarea emisiilor de gaze cu efect de seră şi eliminarea acestora din atmosferă. Un sector principal pentru care se inventariază şi se raportează emisiile de gaze cu efect de seră este acela al producerii energiei electrice şi termice din arderea combustibililor fosili.

Cooperarea experţilor grupului CORINAIR cu cei din grupul IPCC/OECD a asigurat compatibilitatea între sistemul CORINAIR şi formatul de raportare IPCC şi armonizarea acestora.

## 4. Programe şi metodologii utilizate în sectorul producerii energiei electrice în România, pentru inventarierea emisiilor poluante şi pentru calculul dispersiei poluanţilor în atmosferă

Industria şi sectorul producerii energiei electrice deţin o pondere importantă în emisiile de poluanţi în atmosferă. Lipsa sistemelor fixe de monitorizare a poluării a trebuit să fie suplinită prin eforturile Societăţii Termoelectrica şi ale sucursalelor sale, cu contribuţia tehnică a ICEMENERG S.A.

Pentru a satisface actualele cerinţe în domeniul inventarierii emisiilor şi al modelării dispersiei, a fost conceput un sistem complex de prelucrare şi procesare a datelor.

Prin nota DS-GPEET nr. 7119/23.04.1996 s-a stabilit un program unitar de urmărire şi raportare a situaţiei încadrării în normele de limitare a emisiilor. Datele respective, care se raportează şi autorităţilor de mediu, se calculează conform metodologiei stabilite prin PE-1001/1994, prin utilizarea programului EMPOL, realizat în anul 1997 de GSCI-Centrul de Informatică şi Telecomunicaţii. Pentru determinarea dispersiei poluanţilor în atmosfera din jurul termocentralelor, este utilizată aplicaţia DISPPOL, realizată de ICEMENERG-Centrul Energie Mediu şi implementată în toate termocentralele aparţinând Societăţii Termoelectrica, în anul 1999.

*Programul EMPOL [9]* calculează cantităţile de poluanţi ($SO_2$, $NO_x$, $CO_2$ şi pulberi), concentraţiile medii zilnice de poluanţi ($NO_x$, $CO_2$ şi pulberi) şi bilanţul cenuşii la centralele aparţinând Societăţii Termoelectrica. În program sunt introduse date privind funcţionarea cazanelor, cu validările corespunzătoare, şi se obţin rapoarte de ieşire.

Pe baza datelor zilnice, programul calculează cantităţile zilnice de $SO_2$, $NO_x$, $CO_2$ şi pulberi, concentraţiile medii zilnice pentru $SO_2$, $NO_x$ şi pulberi (raportate la gaze de ardere uscate), bilanţul cenuşii şi volumul de gaze de ardere uscate, iar pe baza datelor lunare, programul calculează valorile emisiilor poluante pentru o anumită lună, trimestru sau an, la cazan, la coş sau pe centrală, precum şi bilanţul cenuşii.

*Aplicaţia DISPPOL* [8] calculează dispersia poluanţilor în atmosferă, în zona din jurul termocentralelor, pe o suprafaţă de 30 km x 30 km, cu termocentrala în centrul acestui pătrat. Pentru calculul dispersiei poluanţilor în atmosferă se stabilesc mai întâi

cantităţile de poluanţi emise în aer (conform PE-1001/1994) şi debitele de gaze de ardere, pentru fiecare coş al termocentralei. Cantităţile de poluanţi sunt calculate pe baza consumului de combustibili şi a factorilor de emisie ai poluanţilor. Programul permite introducerea de la tastatură a datelor de funcţionare pentru fiecare cazan în parte, a datelor meteorologice (24 de seturi de date pentru o zi), a datelor aerologice, permite preluarea datelor meteorologice şi aerologice din fişiere transmise pe dischetă, centralei, pe care se trasează, colorat sau alb-negru, pana de poluant. Implicit, harta se trasează color cu umplere de contur. În partea dreapta este legenda în care sunt explicate valorile concentraţiilor pentru culorile ce apar pe ecran, iar sub legendă este scara hărţii. Harta conţine în titlu numele centralei, numele poluantului, data şi perioada pentru care s-a calculat dispersia. Harta de dispersie este însoţită de o fişă ce conţine toate datele de intrare şi cele calculate de această aplicaţie.

Un exemplu este redat în figura 1.

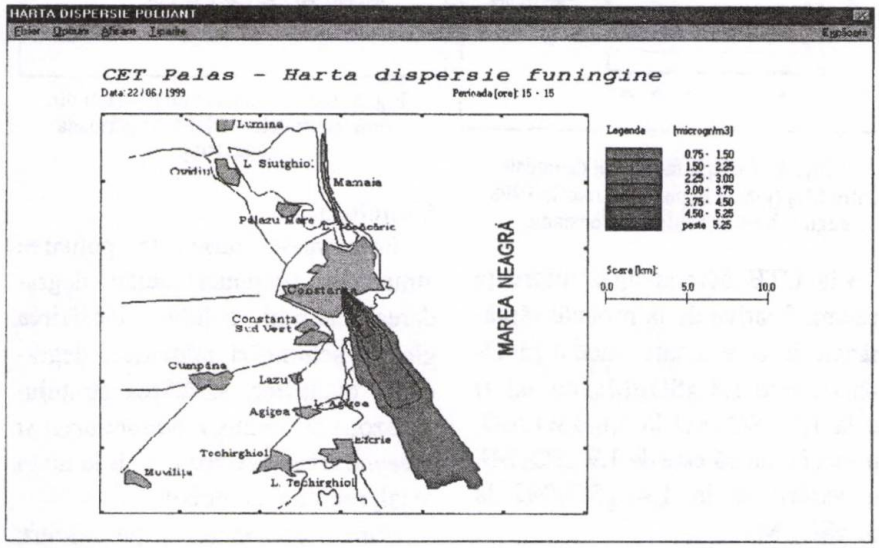



Fig. 1. Harta de dispersie a funinginii emise în atmosferă de SE PALAS în data de 22.06.1999 la ora 15.

modificarea datelor introduse, pregătirea datelor necesare pentru trasarea hărţilor de dispersie. Calculul dispersiei poate fi făcut pentru fiecare zi (24 ore) sau pe perioade mai scurte, pînă la o oră. Toate datele (de intrare şi cele calculate) sunt stocate în baze de date, pot fi accesate oricând, modificate sau rulate din nou, pot fi făcute rapoarte privind emisiile de poluanţi şi dispersia lor în atmosferă şi sunt trasate hărţile ce conţin curbele de izoconcentraţii pentru poluanţii dispersaţi în atmosferă.

Trasarea hărţii de dispersie a poluanţilor se face automat, după selectarea fişierului de date dorit.

Harta de dispersie conţine harta zonei de 30 x 30 km în jurul

Programul de trasare a hărţii de dispersie poate afişa şi tipări datele de intrare fie în coordonate carteziene (x,y,c), fie în coordonate polare (rază, unghi, concentraţie) şi statistici privind datele utilizate de program. Utilizatorul are la dispoziţie un HELP on-line.

Din anul 1993, ICEMENERG face inventarierea emisiilor de $SO_2$, $CO_2$, $NO_x$ şi pulberi utilizînd **metodologia şi programul de calcul CORINAIR,** iar pentru $CO_2$ şi **metodologia IPCC** [10]. Datele obţinute privind emisiile de poluanţi în atmosferă, volumul de gaze de ardere la fiecare coş, cantităţile de combustibili, factorii de emisie pentru fiecare poluant, analiza elementară a combustibililor utilizaţi etc. sunt folosite pentru realizarea inventarului naţional al emisiilor de gaze din România şi pentru raportările internaţionale pe care România are obligaţia să le facă.

Pentru ca rezultatele acestor calcule să reflecte într-adevăr realitatea este necesară îmbunătăţirea bazei de date primare folosită pentru calculul emisiilor, respectiv analiza elementară a combustibilului.

*Caracterizarea energetică a combustibililor utilizaţi în centralele termoelectrice din România [11]*

În perioada 1997-2000, în cadrul ICEMENERG s-au determinat proprietăţile fizico-chimice ale combustibilului solid şi lichid utilizat în 18 termocentrale aparţinând S.C. Termoelectrica. Au fost analizate probe săptămânale sau lunare de cărbune şi păcură de la consum cazane.

Atât pentru probele de cărbune, cât şi pentru probele de păcură s-au determinat puterea calorifică, precum şi conţinutul de umiditate, conţinutul de cenuşă şi analiza elementară.

În perioada martie 1998-august 2000, concentraţia de $SO_2$ în gazele de ardere raportată la puterea calorifică a combustibilului ($gSO_2/MJ$) pentru probe colectate din 18 sucursale ale Societăţii Termoelectrica, a variat între 0,7 şi 5,7 g $SO_2$/MJ, pentru cărbune, şi între 0,1 şi 2,1 $gSO_2$/MJ, pentru păcură. În timp ce pentru unele centrale nivelul emisiei de $SO_2$ raportat la puterea calorifică a combustibilului utilizat este aproape la fel în fiecare lună, în alte sucursale se observă variaţii mari de la o săptămână la alta sau de la o lună la alta.

La centralele care funcţionează cu cărbune, valori mari ale emisiilor de $SO_2$ raportate la puterea calorifică apar la CET Braşov, la cărbunele provenit de la Inoteşti (4,8 $gSO_2$/MJ) şi Comăneşti (4,4 $gSO_2$/MJ) şi la CET Timişoara (3,5 g $SO_2$/MJ).

**SE Deva - Mintia** a fost una din centralele pe cărbune pentru care s-au luat probe săptămânale şi

lunare de la consum cazane în perioada 1998-2000 şi câte o probă medie din sorturile principale de cărbune ce alimentează termocentrala. Caracteristicile energetice medii săptămânale se încadrează în valorile benzii de calitate pentru care a fost proiectată centrala: puterea calorifică medie este de 3662 kcal/kg, cu variaţii de la 3263 kcal/kg la 4008 kcal/kg. Valoarea medie săptămânală a conţinutului de sulf este de 1,4 %, iar valorile individuale oscilează de la 0,9 % la 2,0 %. Emisiile de sulf exprimate în $gSO_2/MJ$ au o valoare medie de 1,85 şi valori extreme de 1,25 şi 2,63. Variaţiile săptămânale ale emisiilor de sulf sunt prezentate în figura 2.

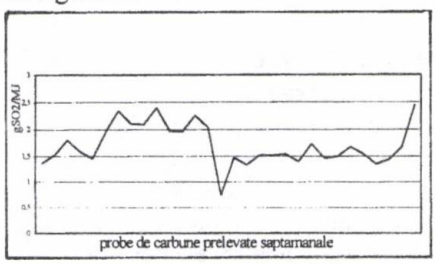



Fig. 2 . Variaţia factorului de emisie pentru $SO_2$ (g/MJ) în perioada martie 1998 – august 2000 la SE Deva.

În cazul centralelor care funcţionează cu păcură, valorile cele mai mari ale emisiilor de $SO_2$ ($gSO_2/MJ$) apar la CET Bacău (2,1 $gSO_2/MJ$) şi la CET Giurgiu (1,9 $gSO_2/MJ$).

Pentru **SE Constanţa - CET Palas** s-au efectuat atât probe medii lunare, cât şi săptămânale. Pentru probele săptămânale conţinutul de sulf este cuprins între 1,8 % şi 2,8 %, cu o medie de 2,4 %, iar emisiile de $SO_2$ raportate la puterea calorifică sunt în medie de 1,1 g/MJ, cu variaţii de la 0,4 g/MJ la 1,6 g/MJ (fig. 3).

În cazul centralelor monitorizate săpămânal, CET Palas, CTE Işalniţa şi CTE Mintia, situaţia este următoarea:

- la CET Palas nu apar diferenţe semnificative la emisiile de $SO_2$ de la probele săptămânale la cele lunare, valoarea medie săptămânală fiind de 1,1 $gSO_2/MJ$, iar valoarea medie lunară de 1,2 $gSO_2/MJ$. Domeniul de variaţie este acelaşi, 0,4 - 1,6 $gSO_2/MJ$. Faţă de factorul de emisie calculat din norma de emisie a $SO_2$ pentru SE Palas (1700 $mg/m^{3*}$), luând în calcul debitul de păcură şi debitul de gaze de ardere pentru funcţionarea la parametrii nominali, valorile factorului de emisie determinate pentru SE Palas se situează peste această "limită";

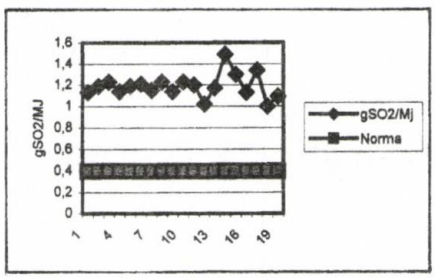



Fig. 3. Variaţia factorului de emisie pentru $SO_2$ (g/MJ) în perioada martie 1998– august 2000 la SE Palas Constanţa.

- la CTE Mintia apar diferenţe nesemnificative de la probele săptămânale la cele lunare; media săptămânală este 1,8 $gSO_2/MJ$, cu valori de la 1,2 $gSO_2/MJ$ la 2,6 $gSO_2/MJ$, iar media lunară este de 1,9 $gSO_2/MJ$, cu valori de la 1,4 $gSO_2/MJ$ la 2,4 $gSO_2/MJ$;
- la CTE Işalniţa apar diferenţe mai mari între aceste tipuri de probe. Valoarea medie săptămânală este de 2,4 $gSO_2/MJ$, cu un interval de la 1,9 $gSO_2/MJ$ la 2,8 $gSO_2/MJ$, în timp ce valoarea medie lunară este de 2,1 $gSO_2/MJ$, cu valori lunare de 1,4-2,5 $gSO_2/MJ$;
- figurile 4 şi 5 reprezintă consumul de combustibili (cărbune, păcură şi gaz) pentru termocentralele aparţinând S.C. Termoelectrica din anul 1994 până în anul 1999 şi emisiile de $SO_2$, $NO_x$ şi pulberi corespunzătoare arderii acestor combustibili. [12, 13]. Variaţia emisiilor de poluanţi urmează variaţiile consumului de combustibili în perioada 1994-1999.

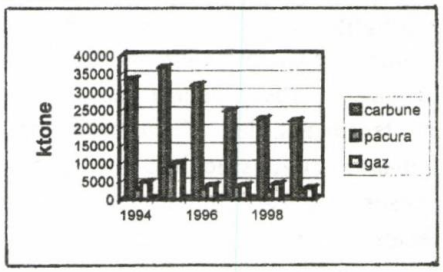



Fig. 4. Consumul de combustibili în termocentralele CONEL în perioada 1994-1999

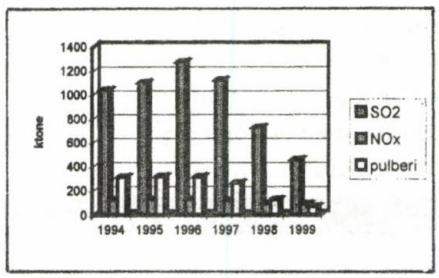



Fig. 5. Emisiile anuale de poluanţi din termocentralele CONEL în perioada 1994-1999.

## Concluzii

Problemele puse de poluarea atmosferei (depuneri acide, degradarea calităţii solului, încălzirea globală/schimbări climatice, degradarea clădirilor, sărăcirea stratului de ozon) au impus *monitorizarea şi inventarierea* acestor emisii la nivel local, regional şi global.

Sunt prezentate, pe scurt, cerinţele internaţionale pentru inventarierea emisiilor poluante şi metodologiile europene pentru inventarierea emisiilor poluante în atmosferă.

Programele şi metodologiile utilizate în sectorul producerii energiei electrice în România, pentru inventarierea emisiilor poluante şi pentru calculul dispersiei poluanţilor emişi în atmosferă, sunt:

- **EMPOL** – calculează cantităţile zilnice de $SO_2$, $NO_x$, $CO_2$ şi pulberi, concentraţiile medii zilnice pentru $SO_2$, $NO_x$ şi pulberi (raportate la gaze de ardere uscate), bilanţul cenuşii şi volumul de gaze de ardere uscate şi valorile emisiilor poluante pentru o anumită lună, trimestru sau an, la cazan, la coş sau pe centrală, precum şi bilanţul cenuşii.

* $m^3$ în condiţii normale de temperatură şi presiune.

trimestru sau an, la cazan, la coş sau pe centrală, precum şi bilanţul cenuşii.

• **DISPPOL** – calculează dispersia poluanţilor în atmosferă, în zona din jurul termocentralelor, pe o suprafaţă de 30 km x 30 km, cu termocentrala în centrul acestui pătrat. Trasarea hărţii de dispersie a poluanţilor se face automat, după selectarea fişierului de date dorit. Harta de dispersie conţine harta zonei de 30 x 30 km în jurul centralei, pe care se trasează pana de poluant. Harta de dispersie este însoţită de o fişă ce conţine toate datele de intrare şi cele calculate de această aplicaţie.

• Din anul 1993, ICEMENERG face inventarierea emisiilor de $SO_2$, $CO_2$, $NO_x$ şi pulberi, utilizând metodologia europeană şi programul de calcul CORINAIR, iar pentru $CO_2$ şi metodologia IPCC (privind inventarierea emisiilor de gaze cu efect de seră). Datele obţinute sunt folosite pentru realizarea inventarului naţional al emisiilor de gaze din România şi pentru raportările internaţionale pe care România are obligaţia să le facă. Figurile 4 şi 5 reprezintă consumul de combustibili şi emisiile de poluanţi corespunzătoare arderii acestora în termocentralele aparţinând S.C. Termoelectrica, rezultate din inventarierea emisiilor de poluanţi. Scăderea emisiilor de poluanţi este datorată atât scăderii consumului de combustibili în termocentrale, cât şi unei atenţii sporite în exploatarea echipamentelor de reţinere a pulberilor.

• Rezultatele acestor calcule nu pot reflecta realitatea fără analiza elementară a combustibilului. În acest scop, în perioada 1997-2000, în cadrul ICEMENERG s-au determinat proprietăţile fizico-chimice ale combustibilului solid şi lichid utilizat în 18 termocentrale aparţinând S.C. Termoelectrica. Analizele elementare determinate au fost trimise sucursalelor pentru a fi utilizate la aplicaţiile EMPOL şi DISPPOL. Curba de variaţie a factorului de emisie pentru păcura utilizată la SE Palas Constanţa este situată peste cea a factorului de emisie calculat pentru parametrii nominali de funcţionare şi norma de emisie a $SO_2$ de 1700 mg/m$^3$ (m$^3$ în condiţii normale de temperatură şi presiune).

• Inventarele emisiilor de gaze poluante datorate termocentralelor aparţinând Societăţii Termoelectrica se fac sistematic, programele de calcul pentru emisii fiind compatibile cu metodologiile europene expuse în cadrul acestui articol.

La elaborarea lucrării a fost consultată următoarea documentaţie:

[1] *ATMOSPHERIC EMISSION INVENTORY GUIDEBOOK* – First Edition, Co-operative Programme for Monitoring and Evaluation of the Long Range Transmission of Air Pollutants in Europe (EMEP), The Atmospheric Emission Inventory for Europe (CORINAIR), 1996.

[2] *User's Manual for Air Chief AP42 – Clearinghouse for Inventories Emissions Factors,* US Environmental Protection Agency (EPA), 1998.

[3] *IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*, vol. 1,2,3.

[4] *CORINAIR Inventory,* CITEPA, 1993.

[5] *Legea nr. 24/1994 pentru ratificarea Convenţiei-cadru a Naţiunilor Unite asupra schimbărilor climatice*, semnată la Rio de Janeiro la 5 iunie 1992.

[6] *Protocolul de la Kyoto privind Convenţia-cadru asupra schimbărilor climatice*, 1997.

[7] *Legislation Communautaire en matière d'environnment*, vol. 2, Air, 1993.

[8] Vlădescu, Gh. *Stabilirea zonei de dispersie în atmosferă a poluanţilor la centralele pe hidrocarburi şi respectiv pe cărbune, prin modelare matematică,* lucrare internă ICEMENERG, Bucureşti, 1999.

[9] Feher, M. *Program pentru calcularea emisiilor poluante – EMPOL, la sucursalele S.C. Termoelectrica S.A.*, ICEMENERG, Bucureşti,1999.

[10] Iordache, D. *Inventarul emisiilor termocentralelor din anul 1999 cu programele CORINAIR şi IPCC,* ICEMENERG, Bucureşti, 1999.

[11] Ciomaga, C., Matei, M. *Analiza elementară a combustibilului utilizat în centralele termoelectrice,* ICEMENERG, Bucureşti, 2000.

[12] Ţuţuianu, O. *Raport de mediu 1997-1998,* Compania Naţională de Electricitate, Bucureşti, 1998.

[13] Ţuţuianu, O., Oncescu, L., Ilie, I., Şoiculescu, I., Mocanu, M. coordonator Răzvan Purdilă - *Raport de mediu 1999,* Compania de Electricitate, Bucureşti, 1999.

**Referent: ing. Doina Popovici – ISPE**

**(Primit la 16 februarie 2001, acceptat la 4 aprilie 2001)**

❐

# Impactul centralei termice Halânga asupra calității aerului din mediul ambiant

prof. dr. ing. Ioana IONEL*
prof. dr. ing. Corneliu UNGUREANU*
ing. Rodin TRAICU**
as. ing. Virgil STOICA*
dr. ing. Dorin LELEA*

*În contextul actual de dezvoltare a sistemului termoenergetic românesc se impune monitorizarea emisiilor poluante și stabilirea impactului acestora asupra mediului ambiant. Lucrarea exemplifică un studiu de caz original, întocmit în baza unor măsurători directe și simulări numerice, efectuat la CET Halânga. Contribuția autorilor constă în inventarierea emisiilor gazoase și solide pentru diferite scenarii, care să evidențieze pericolul generării unor imisii superioare limitelor admise asupra calității aerului.*

*

*Within the context of present day Romanian thermal power sector development monitoring the polluting emissions and establishing the environmental impact of the combined heat and power plants operation represent a key requirement.*

*The paper exemplifies an original case study based on site measurements and numerical simulations carried out at Halinga combined heat and power plant (CHP). The authors contribution is directed towards gaseous and solid emission inventorying according to different scenarios, underlining the danger of generating imissions higher than the allowable limit values relating to air quality.*

Descriptori: impact de mediu, emisii, imisii, dispersie

## Elemente generale

După trafic, centralele termice constituie în mod cert surse de poluare majore pentru zonele în care sunt amplasate și nu numai. Lipsa sistemelor fixe de monitorizare a poluării în centralele termoelectrice din România a trebuit să fie suplinită prin metodologii sau programe de evaluare complexe, rezultat al unor eforturi ca, de exemplu, inventarierea emisiilor poluante și calculul dispersiei poluanților în atmosferă.

În prezent, a fost conceput un sistem complex de prelucrare și procesare a datelor pentru a satisface actualele cerințe în domeniul inventarierii emisiilor din cadrul termocentralelor ce aparțin Societății Termoelectrica și al modelării dispersiei. Prin nota DS-GPEET nr. 7119/23.04.1996 s-a stabilit un program unitar de urmărire și raportare a situației încadrării în normele de limitare a emisiilor. Datele respective, care se raportează și autorităților de mediu, se calculează conform metodologiei din PE-1001/1994, prin utilizarea programului EMPOL, realizat în anul 1997 de GSCI-Centrul de Informare și Telecomunicații. Pentru determinarea dispersiei poluanților în atmosfera din jurul termocentralelor, este utilizată aplicația DISPPOL, realizată de ICEMENERG-Centrul Energie Mediu și implementată în toate termocentralele aparținând Societății Termoelectrica, în anul 1999.

Unele centrale au făcut însă reali pași înainte prin angajarea și a unor măsurători on-line. Acestea, în condițiile în care sunt reprezentative și bine organizate, sunt mult mai veridice și pot constitui baza unui sistem de gestionare a nivelului real de poluare. În acest context, lucrarea prezintă rezultatele măsurătorilor și investigațiilor efectuate de autori asupra principalelor emisii gazoase și solide de la cazanele reprezentative din CET Halânga, care funcționează pe lignit și păcură. Analizând, prin modelare matematică, impactul generat de centrală asupra calității aerului, se concluzionează că există reale dificultăți în ceea ce privește respectarea standardelor naționale legate de imisii pentru specia $SO_2$. Poluarea transfrontieră este redusă datorită condițiilor geoclimatice specifice perioadei analizate, dar există și puncte periclitate. În final se stabilesc câteva soluții posibile privind îmbunătățirea stării de fapt prin investiții și modificări tehnologice.

## 1. Identificarea CET Halânga ca sursă de poluare

Centrala electrică cu termoficare a RAAN Sucursala ROMAG TERMO este amplasată la circa 7 km de municipiul Drobeta-Turnu-Severin, în satul Halânga. În principal, centrala trebuie să livreze abur tehnologic uzinei ROMAG, dar aburul este folosit și pentru producerea energiei electrice și pentru termoficare. Poziția geografică a centralei este practic la granița cu Iugoslavia, ceea ce accentuează importanța cunoașterii impactului acesteia asupra calității aerului ambiant.

Ca urmare nu este important să se determine numai concentrația noxelor la emisie, ci trebuie cercetată dispersia acestora în mediul ambiant, măsura în care se produce exportul de noxe transfrontalier sau se periclitează zonele învecinate, respectiv soluțiile care se impun pentru înlăturarea sau reducerea la minimum tehnologic posibil a producției de noxe.

Schema termică de principiu pune în evidență existența la CET Halânga a nouă cazane de abur ($K_1 \div K_9$). Cazanele $K_1 \div K_6$ au fost concepute să folosească lignit din zona Mehedinți-Motru, ars în stare pulverizată, iar pentru pornire și

* Universitatea POLITEHNICA, Timișoara
** RAAN Sucursala ROMAG TERMO

suport de flacără–păcura. Cazanele $K_6$ şi $K_7$ sunt prevăzute să funcţioneze exclusiv cu păcură sulfuroasă. Componenţa, funcţionarea şi principalii indicatori realizaţi de cazanele $K_1 \div K_9$, precum şi schema racordării lor la coşurile de fum au fost studiate la Universitatea „Politehnica" din Timişoara[1)].

## 2. Măsurători. Rezultate

În perioada în care s-au făcut măsurătorile (iulie 1999) erau în funcţiune cazanele $K_1$ şi $K_2$, care asigurau necesităţile consumatorilor, funcţionând la circa 62 % din sarcina nominală.

Determinarea compoziţiei gazelor de ardere s-a făcut cu ajutorul gazoanalizorului TESTO 33 metrologizat, al cărui principiu de funcţionare este prezentat în lucrările [1] şi [2]. Cu ajutorul celor cinci senzori electrochimici s-a stabilit concentraţia oxigenului ($O_2$), a monoxidului de carbon (CO), monoxidului de azot (NO), dioxidului de azot ($NO_2$) şi dioxidului de sulf ($SO_2$). Fiind dotat cu o unitate de calcul, analizorul stabileşte şi alţi parametri ai procesului de ardere: concentraţia dioxidului de carbon ($CO_2$), coeficientul excesului de aer $\lambda$ etc.

Rezultatele seriei de măsurători şi ale calculelor efectuate sunt sintetizate în tabelul 1, în care s-a mai precizat şi concentraţia limită (maximă) admisă de Legea protecţiei mediului 137/1995, prin Ordinul 462/1993, la emisia gazelor de ardere în mediul ambiant [3]. Se constată că valorile concentraţiilor CO şi $NO_x$ măsurate sunt mai mici decât cele admise prin lege. În cazul $SO_2$, acestea depăşesc însă mult valorile concentraţiei limită.

Determinarea conţinutului de praf din gazele de ardere s-a făcut cu ajutorul aparatului STRÖHLEIN, model ST4, ale cărui principiu de funcţionare şi componenţă sunt prezentate în lucrarea [4]. În esenţă, determinarea conţinutului de praf în gazele de ardere constă în prelevarea amestecului bifazic şi filtrarea acestuia în vederea reţinerii fazei solide, adică a prafului. Raportul dintre masa de praf reţinută şi masa de gaze scursă în acelaşi interval de timp reprezintă concentraţia prafului.

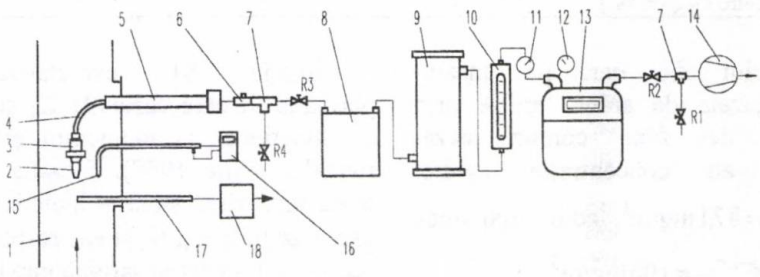



Fig. 1. Schema de montaj pentru determinarea conţinutului de praf: 1-canal gaze, 2-duză calibrată, 3-carcasa cartuşului filtrant, 4-racord, 5-manşon de încălzire electrică, 6-termoelement, 7-teu, 8-rezervor de condensat, 9-turn de uscare cu silicagel, 10-debitmetru (rotometru), 11-manometru, 12-termometru, 13-contor pompa de vid, 15-tub Pitot-Prandtl, 16-micromanometru electronic, 17-sondă, 18-gazoanalizor TESTO-33, $R_1 \div R_4$-robinet.

*Tabelul 1*

**Concentraţia masică a noxelor în gazele de ardere uscate cu un conţinut $O_{2.ref}$ = 6 % şi concentraţia limită conform legislaţiei**

| Concentraţia masică | U. M. | Cazanul $K_1$ | | | | Cazanul $K_2$ | | Concentraţia limită conform Ordinului 462/93 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Proba 1 (medii) | Proba 2 (medii) | Proba 3 (medii) | Proba 4 (medii) | Proba 1 (medii) | Proba 2 (medii) | |
| $C_{CO}$ | mg/m$^3$* | 121,70 | 165,95 | 96,86 | 149,92 | 147,13 | 150,0 | 250 |
| $C_{NOx}$ | mg/m$^3$* | 319,28 | 290,77 | 259,19 | 251,28 | 172,41 | 264,13 | 400 |
| $C_{SO2}$ | mg/m$^3$* | 6508,1 | 6406,2 | 6578,3 | 6578,3 | 8264,8 | 8143,0 | 850 |

*m$^3$ în condiţii normale de presiune şi temperatură (pentru toată lucrarea).

Aşa cum rezultă din figura 1, aparatul STRÖHLEIN este de fapt un ansamblu de dispozitive, utilaje şi instrumente de măsură, dintre care se evidenţiază: duza calibrată de prelevare, cartuşul filtrant, manşonul de încălzire electrică, rezervorul de colectare a condensului, turnul de uscare umplut cu silicagel, rotametrul, contorul, pompa de vid şi altele. Din schemă rezultă că, pe lângă aparatul Ströhlein, a fost necesar să se instaleze şi un tub Pitot Prandtl racordat la un micromanometru electronic şi gazoanalizorul TESTO 33. Pentru ca rezultatele măsurătorilor să fie corecte, s-a ţinut seama de o serie de condiţii, ca, de exemplu, stabilizarea curgerii, stabilirea geometriei amplasamentelor şi a numărului minim de puncte de prelevare pe secţiunea canalului, aspiraţia în condiţii de izocinetism a amestecului bifazic, evitarea condensării vaporilor de apă prin folosirea unei sonde de prelevare cu filtru înglobat şi cu manşon de încălzire electrică etc. [4].

Rezultatele probelor au fost calculate din media obţinută pe secţiunea fiecărui canal de gaze care leagă cazanele $K_1$ şi $K_2$ de coşul de fum şi sunt date în tabelul 2.

Din analiza valorilor concentraţiei corectate rezultă că electrofiltrele cazanului $K_1$ funcţionează relativ mai slab decât cele ale

[1)] Lucrarea „Măsurători termotehnice de noxe (CO, $SO_2$, $NO_2$, praf) emise de instalaţiile de ardere din cadrul sucursalei RAAN TERMO Drobeta-Turnu-Severin, sat Halânga, şi dispersarea lor. Fazele I, II şi III", Document intern, Departamentul de Maşini Termice şi Transporturi, Universitatea „Politehnica" Timişoara, 1999.

*Tabelul 2*

**Rezultatele măsurătorilor și calculelor privind concentrația prafului în gazele de ardere uscate**

| Denumire | Simbol | U. M. | Proba 1 (medie) | Proba 2 (medie) | Proba 3 (medie) | Proba 4 (medie) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Cazan/canal de gaze | - | - | $K_1$/CGI | $K_2$/CGI | $K_2$/CGS | $K_1$/CGS |
| Presiunea dinamică | $\Delta p_{din}$ | mbar | 0,75 | 0,355 | 0,840 | 1,02 |
| Densitatea gazelor umede în condițiile din coș | $\rho_{cgt}$ | kg/m$^3$ | 0,787865 | 0,771116 | 0,780765 | 0,791622 |
| Viteza gazelor în canal | $w_c$ | m/s | 13,6 | 9,465 | 14,65 | 16,04 |
| Diametrul duzei calibrate | $d_a$ | mm | 8 | 10 | 8 | 8 |
| Conținutul de $O_2$ în gazele de ardere uscate | $O_2$ | % | 11,34 | 11,37 | 11,57 | 11,85 |
| Depresiunea gazelor la contor | $\Delta p_K$ | mbar | -2,40 | -3,70 | -2,65 | -3,75 |
| Temperatura gazelor în contor | $t_K$ | °C | 40 | 42 | 40 | 40 |
| Volumul de gaze scurs prin contor | $\Delta V_{cont}$ | m$^3$ | 2,9305 | 4,7034 | 2,9878 | 2,2700 |
| Cantitatea de praf reținută în filtru | $\Delta m_{praf}$ | mg | 163,8 | 105,3 | 67,8 | 261,6 |
| Concentrația prafului în gaze | $C_{praf}$ | mg/m$^3$ | 65,54 | 26,28 | 30,615 | 96,37 |
| Concentrația corectată pentru $O_{2,ref}$=6 % | $C_{praf}^{cor}$ | mg/m$^3$ | 100,8 | 40,93 | 48,69 | 157,98 |

cazanului $K_2$, dar, pe ansamblu, gazele de ardere emise prin coșul de fum comun cazanelor au concentrația medie: $C_{praf}^{em} = 87{,}1\,\text{mg/m}^3$, adică mai mică decât $C_{praf}^{lim} = 100\,\text{mg/m}^3$.

## 3. Dispersia noxelor în mediul ambiant

Având în vedere identitatea constructivă și funcțională, concentrațiile noxelor măsurate pentru cazanele $K_1$ și $K_2$ au fost considerate reprezentative și pentru cazanele $K_3 \div K_6$. În cazul cazanelor $K_7$, $K_8$ și $K_9$, care funcționează cu păcură, concentrațiile și debitele noxelor s-au stabilit prin calcul, conform metodologiei din PE 1001/1994.

Impactul centralei termice s-a studiat pentru trei situații majore, considerate reale, S1, extreme sau ipotetice, S2, respectiv posibile și extreme, S3[2)].

Situația S1 caracterizează perioada în care cazanele $K_1$ și $K_2$ au funcționat în momentul măsurătorilor (iulie 1999). Situația S2-iarna reprezintă situația ipotetică în care cazanele $K_1$, $K_2$ și $K_3$, respectiv $K_4$, $K_8$ și $K_9$ sunt la sarcină maximă.

Situația S2-vara cuprinde regimul pentru cazanele $K_1$ și $K_2$ la sarcină maximă. Situația S3-ianuarie 1999 se caracterizează prin faptul că toate cazanele, $K_1$, $K_2$ și $K_3$, respectiv $K_4$ $K_8$ și $K_9$, funcționează la sarcina parțială, iar situația S3-iunie 1999 este caracterizată de faptul că toate cazanele $K_1$ și $K_2$, respectiv $K_4$ funcționează la sarcină parțială.

În tabelul 3 sunt prezentate valorile privind viteza gazelor de ardere și debitele de noxe emise în mediul ambiant.

Modelarea răspândirii noxelor în mediul ambiant s-a făcut cu modelul de dispersie ISC3, care este un model staționar gaussian, de care Universitatea „Politehnica" din Timișoara dispune sub licență și care prezintă, în principal, următoarele avantaje [5, 6, 7, 8]:

- modelarea dispersiei atmosferice pentru un număr mare de surse de poluare și specii chimice;
- analizarea unor surse de poluare complexe, precum punctuale, de suprafață sau de volum;
- considerarea constanței sau variabilității debitelor de noxe pe un interval definit de timp: 30 min, 24 ore, lună, anotimp.

*Tabelul 3*

**Valorile vitezelor gazelor de ardere și a debitelor de noxe la ieșirea din coșul de fum**

| Situația anvizajată | Denumirea cazanelor și sarcina la care funcționează | Coșul de fum | $t_{gc}$ [° C] | $w_{gc}$ [m/s] | $\dot{m}_{NOx}$ [ppm] | $\dot{m}_{SO2}$ [ppm] | $\dot{m}_{so_x}$ [ppm] | $\dot{m}_{praf}$ [ppm] |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $S_1$ | Cazanele $K_1$ si $K_2$ în momentul măsurătorilor | CF1 | 158,8 | 4,595 | 39,494 | 1184,6 | 21,732 | 14,173 |
| $S_2$ iarna în general | Cazanele $K_1$,$K_2$ și $K_3$ la sarcină maximă | CF1 | 140 | 12,4 | 115,127 | 3449,5 | 72,045 | 41,051 |
| | Cazanul $K_4$ la sarcină maximă | CF2 | 140 | 6,08 | 38,376 | 1149,8 | 24,015 | 13,684 |
| | Cazanele $K_8$ și $K_9$ la sarcină maximă | CF4 | 180 | 11,43 | 17,589 | 268,0 | 2,384 | 0,085 |
| $S_2$ vara în general | Cazanele $K_1$ și $K_2$ la sarcină maximă | CF1 | 140 | 8,26 | 76,751 | 2299,7 | 48,030 | 27,367 |
| $S_3$ luna ianuarie 1999 | Cazanele $K_1$,$K_2$ și $K_3$ la sarcină parțială | CF1 | 157,5 | 9,43 | 88,978 | 2505,0 | 46,004 | 88,271 |
| | Cazanul $K_4$ la sarcină parțială | CF2 | 157,5 | 3,77 | 34,835 | 980,7 | 18,010 | 11,519 |
| | Cazanele $K_8$ si $K_9$ la sarcină parțială | CF4 | 180 | 8,87 | 12,192 | 185,8 | 1,653 | 0,059 |
| $S_3$ luna iunie 1999 | Cazanele $K_1$ si $K_2$ la sarcină parțială | CF1 | 157,5 | 4,79 | 45,123 | 1270,4 | 23,330 | 14,920 |
| | Cazanul $K_4$ încărcat la sarcină parțială | CF2 | 157,5 | 2,884 | 28,718 | 808,5 | 14,848 | 9,496 |

[2)] vezi nota 1)

O noutate în programul ISC3 View faţă de versiunile anterioare este postprocesarea grafică a rezultatelor modelării. Aceasta se realizează printr-un program special numit ISC View Post - procesor cu care se pot trasa curbele de aceeaşi concentraţie pentru fiecare opţiune definită în scenariul iniţial. Reprezentative sunt graficele de concentraţii prezentate în figurile 2, 3, 4 şi 5. Sistemul de coordonate folosit este polar, cu o grilă de 36 sectoare a câte 10° fiecare. Suprafaţa de dispersie considerată în calcul acoperă o zonă circulară cu raza de 9750 m, având în centru coşul cazanului $K_1$ (x =0, y = 0, z = 0). Axa x pozitivă a reprezentării grafice corespunde direcţiei est, iar axa y pozitivă corespunde direcţiei nord a rozei vânturilor. Valorile concentraţiilor sunt în $\mu g/m^3$. Concentraţiile imisiilor au fost calculate ca medii la 0,5 oră şi respectiv la 24 ore, la nivelul solului, luându-se în considerare situaţia în care cazanele funcţionează la sarcina menţionată sub figură. Datele meteorologice luate în calcul corespund lunilor menţionate şi includ valorile temporale ale vitezei şi rozei vântului, ale temperaturii şi presiunii aerului, ale nebulozităţii atmosferice etc. În baza lor s-au determinat clasa de stabilitate a atmosferei şi înălţimea de amestec pe verticală.

Topografia zonei şi poziţionarea coşurilor, precum şi inventarul datelor meteorologice au fost furnizate de CET Halânga. Rezultatele rulării programului de evaluare a dispersiilor de poluanţi pentru cele cinci situaţii distincte specificate sunt prezentate, în detaliu, în cadrul protocolului din lucrarea *„Măsurători termotehnice de noxe (CO, $SO_2$, $NO_2$, praf) emise de instalaţiile de ardere din cadrul sucursalei RAAN TERMO Drobeta-Turnu-Severin, sat Halânga, şi dispersarea lor. Fazele I, II şi III"*, în articolul de

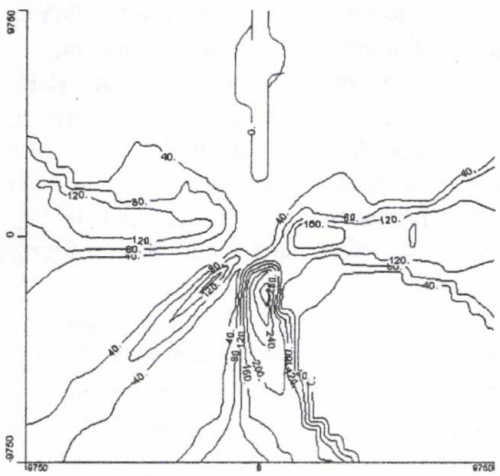


Fig. 2. Concentraţia imisiei de $SO_2$ la nivelul solului, valoare medie la 0,5 oră, regim de vară, în $\mu g/m^3$, până la distanţe de 9750 m, pentru situaţia S1.

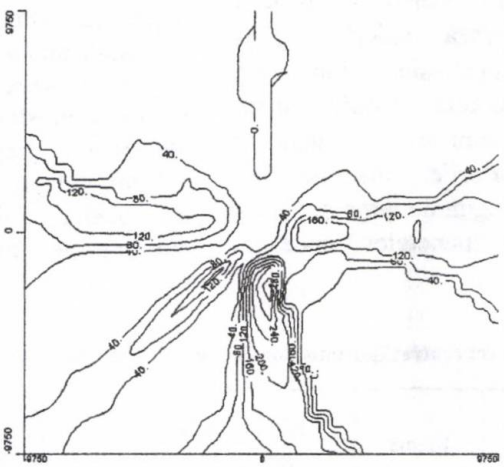


Fig. 3. Concentraţia imisiei de pulberi la nivelul solului, valoare medie la 0,5 oră, regim de vară, în $\mu g/m^3$, până la distanţe de 9750 m, pentru situaţia S1.

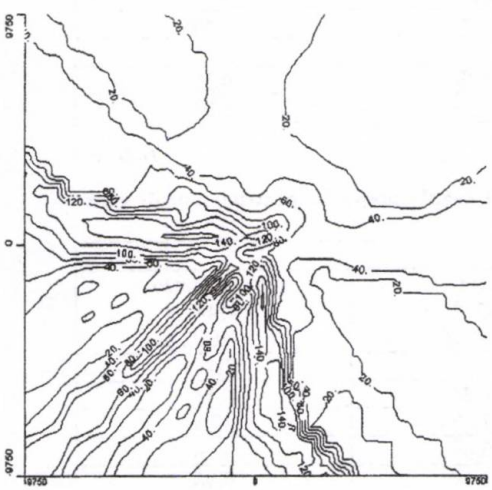


Fig. 4. Concentraţia imisiei de $SO_2$ la nivelul solului, valoare medie la 24 ore, regim de iarnă, în $\mu g/m^3$, până la distanţe de 9750 m, pentru situaţia S2.

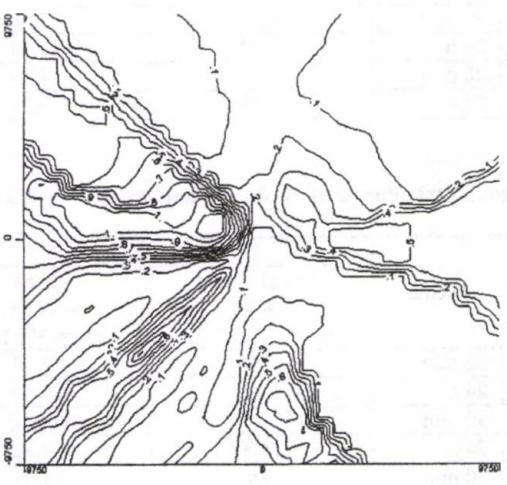


Fig. 5. Concentraţia imisiei de pulberi la nivelul solului, valoare medie la 24 ore, regim de iarnă, în $\mu g/m^3$, până la distanţe de 9750 m, pentru situaţia S2.

față insistându-se doar asupra unor aspecte concluzionale. Astfel, tabelele 4 şi 5 prezintă rezultatele studiului întreprins pentru stabilirea valorilor imisiilor de praf şi $SO_2$ în puncte importante fie de graniță, fie locuri cu valoare istorică, zone viticole, sau zone intens populate (Crihaia, Centrul oraşului, Dealul Viilor şi Podul Traian), pentru scenarii de vară şi iarnă. Comparând valoarea maxim admisă a imisiei (conf. STAS 12574-87) cu valoarea determinată prin simulare a dispersiei, s-a constatat că există, printre zonele analizate, unele care sunt puternic afectate de poluantul $SO_2$. Valoarea poluării transfrontaliere (zona Podului lui Traian) este redusă. Pentru specia CO şi $NO_x$ nu se înregistrează valori îngrijorătoare, nici în emisie, nici în imisie.

Acelaşi rezultat se obține şi din analiza tabelelor 6 şi 7, unde se prezintă valorile maxime ale imisiilor în regim de iarnă şi vară şi coordonatele punctelor unde se înregistrează. Doar pentru valorile imisiilor de $SO_2$ medii orare la 24 h nu se constată depăşiri, ci valori aproape de limită. Pentru valorile medii la 30 minute, atât iarna, cât şi vara, valorile calculate sunt mai mari decât cele maxim admise. Trebuie să se remarce şi faptul că, în caz real, aceste valori, se suprapun peste fondul general de poluare, dar, fiind calculate pentru situația S3, reprezintă maximul probabil ce se poate obține din analiza impactului generat de centrala Halânga asupra calității aerului.

## 4. Observații şi propuneri

Măsurătorile şi calculele efectuate, coroborate cu studiul dispersiei noxelor, au pus în evidență depăşirea valorilor limită ale concentrației dioxidului de sulf la emisie, fapt ce se repercutează şi asupra valorilor imisiei în diverse puncte ale zonei anvizajate. Lucrările [2] şi [5] cuprind prefigurarea căilor şi a mijloacelor de reducere a concentrației oxizilor de sulf în gazele de ardere înainte ca acestea să fie emise în mediul ambiant.

Pentru cazanele $K_1 \div K_6$, care funcționează cu lignit ars în stare de praf, s-a sugerat, în urma unui studiu documentat, luarea în considerare a metodei primare de desulfurare a gazelor de ardere prin introducerea în focar a carbonatului de calciu deşeu. S-a preconizat ca experimentările care să evidențieze atât modificarea concentrației noxelor în gazele de ardere, cât şi mersul economic şi în siguranță al cazanului să se desfăşoare pe un singur cazan, în două etape, şi anume:

a) în prima etapă reactivul să fie dozat în cantitatea corespunzătoare pe banda Redler;

b) în etapa a doua, reactivul să fie injectat sub formă de pulbere fină cu ajutorul aerului secundar superior.

În cazul cazanelor $K_7$, $K_8$ şi $K_9$ care funcționeză pe păcură, desulfurarea gazelor de ardere este posibilă folosind unul din procedeele umede sau hibride [2], cu observația că sunt foarte

*Tabelul 4*

**Valorile concentrațiilor imisiilor de poluanți, pentru unele zone caracteristice, în cazul situației $S_3$, pentru o lună de iarnă**

| Poluant | Media | Zona | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Dealul Viilor x=-2494,8 m y=-1271,1 m | Crihala x=-2298,9 m y=-3751,6 m | Centru x=-2028,2 m y=-4896,6 m | Podul Traian x=-1447,4 m y=-6028,7 m |
| $NO_x$ | 30 min | 13,59 | 6,13 | 44,57 | 3,4 |
| | 24 h | 2,55 | 0,71 | 4,31 | 0,6 |
| $SO_2$ | 30 min | 255,46 | 159,32 | 654,86 | 42,05 |
| | 24 h | 37,66 | 10,21 | 62,42 | 8,96 |
| CO | 30 min | 4,12 | 2,9 | 8,47 | 0,69 |
| | 24 h | 0,57 | 0,14 | 0,72 | 0,16 |
| pulberi | 30 min | 5,15 | 4,39 | 4,88 | 0,39 |
| | 24 h | 0,49 | 0,21 | 0,28 | 0,09 |

*Tabelul 5*

**Valorile concentrațiilor imisiilor de poluanți, pentru unele zone caracteristice, în cazul situației $S_3$, pentru o lună de vară**

| Poluant | Media | Zona | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Dealul Viilor x=-2494,8 m y=-1271,1 m | Crihala x=-2298,9 m y=-3751,6 m | Centru x=-2028,2 m y=-4896,6 m | Podul Traian x=-1447,4 my=-6028,7 m |
| $NO_x$ | 30 min | 15,39 | 2,54 | 4,24 | 1,86 |
| | 24 h | 4,11 | 0,14 | 0,21 | 0,18 |
| $SO_2$ | 30 min | 427,04 | 68,63 | 113,74 | 49,8 |
| | 24 h | 114,32 | 3,82 | 5,69 | 4,98 |
| CO | 30 min | 7,96 | 1,31 | 2,19 | 0,96 |
| | 24 h | 2,13 | 0,07 | 0,11 | 0,10 |
| pulberi | 30 min | 5,09 | 0,84 | 1,4 | 0,61 |
| | 24 h | 1,36 | 0,05 | 0,07 | 0,06 |

*Tabelul 6*

**Valorile concentraţiilor imisiilor de oxizi de sulf evaluate, respectiv valorile maxime admise conform STAS 12574-87, pentru situaţia $S_3$**

| Perioada | $(SO_{2max})_{30\ min}$ | | | | $(SO_{2max})_{24\ h}$ | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | $(C_{max})_{STAS}$ $[\mu g/m^3]$ | $C_{calculat}$ $[\mu g/m^3]$ | x [m] | y[m] | $(C_{max})_{STAS}$ $[\mu g/m^3]$ | $C_{calculat}$ $[\mu g/m^3]$ | x [m] | y[m] |
| vara | 750 | 781,86 | 0 | -1500 | 250 | 233,12 | -2000 | 0 |
| iarna | 750 | 952,78 | -765,4 | -1847,8 | 250 | 260,25 | 0 | -2000 |

*Tabelul 7*

**Valorile concentraţiilor imisiilor de pulberi evaluate, respectiv valorile maxime admise conform STAS 12574-87, pentru situaţia $S_3$**

| Perioada | $(pulberi_{max})_{30\ min}$ | | | | $(pulberi_{max})_{24\ h}$ | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | $(C_{max})_{STAS}$ $[\mu g/m^3]$ | $C_{calculat}$ $[\mu g/m^3]$ | x [m] | y[m] | $(C_{max})_{STAS}$ $[\mu g/m^3]$ | $C_{calculat}$ $[\mu g/m^3]$ | x [m] | y[m] |
| vara | 500 | 9,27 | 0 | -1500 | 150 | 2,76 | -2000 | 0 |
| iarna | 500 | 21,72 | -2200 | 0 | 150 | 4,94 | -1500 | 0 |

costisitoare şi, în plus, cu foarte mare greutate s-ar găsi spaţiul necesar amplasării reactorului. De aceea, ţinând seama şi de procedeele folosite în alte ţări industrializate, calea cea mai potrivită, şi pe care autorii o recomandă, este aceea de a se folosi păcură desulfurată (S<1%), care este mai scumpă cu circa 15÷20 % decât păcura sulfuroasă, dar nu necesită alte investiţii pentru a se reuşi respectarea valorilor limită în emisie, şi implicit, în imisia generată.

## Concluzii

Prin concluziile studiului de caz efectuat şi ţinând cont şi de alte rezultate ale autorilor [10], se poate spune că o problemă deosebită cu care se confruntă energetica românească în momentul actual se referă la poluarea mediului înconjurător cu bioxid de sulf şi praf de cenuşă, în principal, respectiv de azot şi monoxid de carbon, în măsură acceptabilă. Centralele termoelectrice nu se constituie însă în surse singulare majore de poluare, traficul este un agent mult mai intens, responsabil de circa 70 % din gradul de poluare în zona urbană industrializată [6]. Se impune monitorizarea şi gestionarea emisiilor poluante fie în urma măsurătorilor directe, fie prin aplicarea unor metodologii de evaluare. Aşa cum rezultă din prezenta lucrare, pentru studiul impactului de mediu, simularea dispersiei noxelor reprezintă un instrument util şi avantajos, în cazul în care este corect întocmită, şi se bazează pe date de intrare reale şi reprezentative.

În prezent, centralele termoelectrice româneşti nu sunt în totalitate pregătite pentru funcţionarea ecologică. Deşi s-au făcut progrese în monitorizarea poluanţilor şi evaluarea dispersiei lor prin acceptarea unor metodologii complexe de evaluare, măsurătorile directe nu trebuie ocolite. În viitorul apropiat se va impune cu siguranţă lărgirea paletei tehnologiilor de ardere curate sau de curăţire a gazelor, pentru a reduce la limitele legale impactul asupra mediului ambiant, din imediata sau mai îndepărtata vecinătate. Este momentul să se recunoască faptul că, deşi orice tehnologie nouă implică costuri mari şi o serie de analize tehnico-economice, cercetări pe staţii pilot sau directe, proiectare, execuţie, strategia generală trebuie îndreptată spre fapte şi nu spre tergiversări, sub oblăduirea unor înţelegeri sau hotărâri, care să permită ocolirea Legii protecţiei mediului din România.

**BIBLIOGRAFIE**


[1] Ionel, I. *Măsurarea emisiilor din gazele de ardere cu ajutorul senzorilor electrochimici.* În: Conferinţa Naţională de Termotehnică, Vol. I, 1994, Timişoara, p. 231-235.

[2] Ionel, I. Ungureanu, C. *Termoenergetica şi mediul*, Ed. Tehnică, Bucureşti, 1996.

[3] * * * *Ordinul 462/93 al Ministerului Apelor, Pădurilor şi Mediului.*

[4] Stoica, V. ş. a. *Metodă şi instalaţie pentru determinarea computerizată, conform normativelor, a conţinutului de praf din gazele de ardere.* În: Conferinţa Naţională de Termotehnică, Vol. III, Craiova, 1999, p. 307-316.

[5] Ionel, I. Lelea, D., Stoian, Fl., Hill, J. *Contribution of a Romanian power plant to the atmosferic transboundary pollution,* ASME, COGEN TURBO 95, August 1995, Vienna, ASME Paper 95 CTP-86.

[6] Ionel, I., Stoian, Fl., Lelea, D., Dungan, L. *Air quality simulation in Timişoara by considering stationary and mobile pollutant sources.* În: Conferinţa de Electroenergetică, Buletinul ştiinţific al Universităţii Politehnica, Vol. III, Timişoara, 1997, p. 133-138.

[7] Ionel, I. *Dispersarea noxelor*, Ed. Politehnica, Timişoara, 2000.

[8] Ionel, I. ş.a. *Posibilităţi de evaluare a impactului asupra mediului ambiant generat de centrale termice româneşti.* În: Energetica, seria A, Nr. 9/1998, p. 404-412.

[9] Ungureanu, C., Pănoiu, N., Zubcu, V., Ionel, I. *Combustibili, Instalaţii de ardere, Cazane.* Ed. Politehnica, Timişoara, 1998.

[10] Ionel, I., Ungureanu, C. *Environmental Impact of Romanian Power Plants*, ECOS' 98, Nancy, 1998, Vol. I, p. 405-413.


**Referent : prof. dr. ing. George Darie - Facultatea de Energetică, UPB**

**(Primit la 2 august 2000, acceptat la 4 aprilie 2001)**

# Reducerea emisiilor de poluanţi la trecerea de la funcţionarea pe lignit la funcţionarea pe huilă la cazanele de 420 t/h din S.E. Suceava şi S.E. Iaşi - CET Holboca

ing. Gheorghe PĂUNA*,
ing. Constantin PLĂCINTĂ**,
chim. Adina PAVEL*,

*Lucrarea prezintă o comparaţie între emisiile de poluanţi la funcţionarea cazanelor de 420 t/h din SE Suceava şi SE Iaşi, cu combustibil lignit, respectiv huilă. Valorile emisiilor de poluanţi au fost determinate prin măsurători cu aparatură specializată.*

*

*The paper presents a comparison between the pollutant emissions resulting from the Suceava ES and Iaşi ES 420 t/h boilers running on lignite and hard coal, respectively. The values of the polluant emissions were determined by means of specialized measuring apparata.*

Descriptori: centrale termoelectrice, emisii poluante, norme pentru limitarea emisiilor, electrofiltre

## Introducere

În vederea alinierii la normele europene privind limitarea emisiilor de poluanţi de către marile centrale electrice şi pentru respectarea normelor impuse de legislaţia românească în domeniul calităţii aerului, cazanele de 420 t/h abur din S.E. Suceava şi S.E. Iaşi au fost retehnologizate şi trecute de la funcţionare pe lignit la funcţionare pe huilă.

În urma măsurătorilor efectuate s-a determinat scăderea valorilor de emisii poluante datorită schimbării calităţii combustibilului (putere calorifică şi conţinut scăzut de sulf) şi montării de arzătoare cu $NO_x$ redus.

## 1. Reglementări UE privind controlul poluării provenite de la marile centrale electrice cu ardere

Directiva 88/609/EEC privind limitarea emisiilor în aer a anumitor poluanţi proveniţi de la marile centrale electrice bazate pe ardere, a fost prima directivă adoptată sub directiva-cadru 84/360/EEC privind combaterea poluării aerului de către centralele industriale; se aplică centralelor electrice bazate pe ardere pentru producerea energiei cu o putere mai mare de 50 MW. Obiectivul acestei directive este acela de a reduce emisiile de $SO_2$, $NO_x$ şi particule de la centralele electrice existente şi de a introduce limite de emisie stricte pentru noile centrale electrice. Conform acestor directive, limitele de emisii pentru instalaţiile mari de ardere care folosesc combustibil solid sunt cele din tabelul 1.

*Tabelul 1*

| | Putere [MW] | Limite [mg/m$^3$*] |
|---|---|---|
| Particule | ≥50-500<br>>500 | 100<br>50 |
| $NO_x$ | ≥50 | 650 |
| $SO_2$ | ≥50-100<br>100-500<br><br>>500 | 2000<br>2000-400<br>descreştere liniară<br>400 |

* m$^3$ în condiţii normale de temperatură şi presiune (în toată lucrarea)

## 2. Reglementări din România

În România normele de limitare a emisiilor pentru poluanţii eliminaţi în atmosferă sunt stabilite prin Ordinul 462/93 al MAPPM şi derogările acordate cazanelor din RENEL prin scrisoarea IJ 12797 din 09.06.1994 - MAPPM.

Normele de emisie pentru cazanele pe cărbune sunt prezentate în tabelul 2.

## 3. Lucrări pentru realizarea conversiei lignit-huilă

Pentru conversia lignit-huilă se execută următoarele lucrări

1. Modificarea instalaţiei de preparare a prafului de cărbune prin înlocuirea celor şase mori existente (tip MVC-4) cu patru mori cu bile PETERES tip EM 59 (cu strivire). Cele patru mori au fost amplasate pe patru fundaţii ale morilor existente, fiecare moară având în componenţă un ventilator de aer primar, un ventilator de aer pentru etanşare, un agregat de pompă centrifugă pentru răcirea uleiului de ungere, un ansamblu hidraulic pentru activitatea de mentenanţă.

2. Înlocuirea arzătoarelor de praf de cărbune, care presupune:

- înlocuirea arzătoarelor de praf de cărbune existente (cu fante) cu 16 arzătoare cu $NO_x$ redus, tip RI-JET 2. Noile arzătoare sunt amplasate pe colţurile camerei focare la cotele 14,162 m, 16,162 m, 18,162 m şi 21,180 m. Fiecare moară va alimenta cu huilă pulverizată patru arzătoare;
- completarea cu panouri de ţevi a pereţilor membrană ai sistemului vaporizator al cazanului, în zonele unde au fost demolate arzătoarele cu fante şi capetele de aspiraţie a gazelor de ardere.

*Tabelul 2*

| Poluant | Limite conform Ordinului 462/1993 [mg/m$^3$] | | | Limite conform derogărilor acordate cazanelor din RENEL prin scrisoarea IJ 12797 din 09.06.1994 – MAPPM [mg/m$^3$] | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Pulberi | 100 | | | Putere [MW] | ≥50-500<br>>500 | 225<br>150 |
| $NO_x$ | Putere [MW] | <100<br>100-500<br>≥500 | 500<br>400<br>400 | Putere [MW] | ≥150 | 800 |
| $SO_2$ | Putere [MW] | <100<br>100-500<br><br>≥500 | 2000<br>2000-400<br>(variaţie liniară)<br>400 | Se acceptă o reducere globală a emisiei de bioxid de sulf, pe ansamblul cazanelor din RENEL, de 25 % faţă de emisia anului 1989 | | |

* SC ICEMENERG S.A. Bucureşti
** S.E. SUCEAVA

3. Modificarea alimentatoarelor de cărbune, care constă în repoziţionarea a patru benzi Redler pe cota, 20,300 m şi demontarea a două benzi.

4. Modificarea instalaţiei de aer şi gaze de ardere. În vederea obţinerii unui bilanţ termic echilibrat al cazanului şi pentru a realiza controlul temperaturii aburului s-a montat un sistem de recirculare a gazelor de ardere. S-au montat două ventilatoare de gaze de ardere recirculate (unul în funcţiune şi unul de rezervă), care extrag gazele din refularea ventilatoarelor şi le conduc la partea inferioară a focarului cazanului.

5. Modificări asupra instalaţiei zgurii şi cenuşii, şi anume:

- renunţarea la grătarul de postardere;
- repoziţionarea evacuatorului de zgură şi cenuşă (cota + 0,000 m) şi a concasoarelor de zgură.

6. Modernizarea sistemului de automatizare a instalaţiei de preparare a prafului de cărbune şi a buclei de sarcină a cazanului prin introducerea sistemului DAMATIC.

## 4. Măsurători după conversie

În anul 2000 au fost efectuate măsurători la ambele electrofiltre ale cazanului nr. 2 de 420 t/h din S.E. Suceava şi la cazanul nr. 1 de 420 t/h din S.E. Iaşi, la sarcina nominală de funcţionare, cu combustibil huilă.

Metodologia de efectuare a probelor are la bază normele şi standardele internaţionale de specialitate.

### *4.1. Metodologia de determinare a conţinutului de pulberi*

Pentru determinarea conţinutului de pulberi din gazele de ardere s-a utilizat metoda gravimetrică, folosind un ansamblu de măsură format din sondă izocinetică, filtre de reţinere a prafului, aparate de măsură a debitelor şi temperaturii gazelor, dispozitive de aspirare a probelor de gaze. Ansamblul de măsură are un volum mic de gaz extras şi este prevăzut cu filtru interior. Debitele de gaze extrase au fost între 0,85 şi 2,55 $m^3/h$ şi s-au utilizat capete de sonde cu diametrul de 16 mm, iar sistemul propriu-zis de filtrare, având dimensiuni compacte, a putut fi introdus împreună cu sonda de măsură în interiorul canalului de gaze de ardere. Filtrul a fost deci complet imersat în gazele de ardere şi a fost menţinut permanent la temperatura acestora.

Această metodă are următoarele avantaje:

- toate particulele sunt reţinute direct în filtru pentru că distanţa dintre punctul de intrare a gazelor în sondă şi filtru este foarte mică;
- pentru că filtrul este complet imersat în gazele de ardere, fiind menţinut automat la temperatura acestora, nu mai este necesar nici un dispozitiv pentru reglarea temperaturii filtrului sau a tubulaturii. Acest ansamblu de măsură este deci mai mic şi mai uşor, având o schemă mai simplă, întrucât nu are nevoie de un sistem de control al temperaturii.

Secţiunea de măsură şi metoda de prelevare s-au ales astfel încât probele obţinute să fie reprezentative.

În acest sens, înainte de efectuarea măsurătorilor s-au stabilit:

– secţiunea de măsură cea mai favorabilă măsurătorilor;
– numărul şi distribuţia punctelor de măsură în secţiunea transversală;
– frecvenţa citirilor valorilor mărimilor măsurate;
– numărul şi durata prelevărilor.

Secţiunea de măsură a fost aleasă pe o porţiune dreaptă a canalului de evacuare a gazelor de ardere, cu diametrul constant, în care repartiţia vitezelor şi a concentraţiilor de praf sunt uniforme, iar curgerea gazelor nu prezintă turbioane sau inversarea sensului de curgere.

Măsurătorile s-au efectuat pe canalele de gaze de ardere la ieşirea din electrofiltre şi înaintea ventilatoarelor de gaze de ardere (la evacuarea la coşul de fum).

Pentru analiza probelor de gaze de ardere s-a folosit metoda prelevării izocinetice. Prelevarea unui debit de gaze (volum) dintr-un canal de gaze s-a realizat cu ajutorul unei sonde speciale, izocinetice, la aceeaşi viteză cu viteza de curgere a gazelor în exteriorul sondei. Gazele au fost trecute apoi printr-un filtru. Astfel s-a obţinut proba reprezentativă din punctul de vedere al cantităţii de praf reţinute în filtru. Se măsoară volumul de gaze extras, temperatura gazelor la contor şi masa corespunzătoare de praf reţinută în filtru.

Durata minimă a prelevărilor a depins de numărul punctelor de măsură şi de concentraţia de praf din gazele de ardere, ţinându-se cont de fluctuaţiile de regim.

Valoarea acestei durate a fost suficient de mare, astfel încât cantitatea de praf reţinută în filtru să poată fi cântărită.

### *4.2. Metodologia de determinare a concentraţiilor de poluanţi gazoşi*

Măsurătorile au constat din determinarea compoziţiei gazelor de ardere la intrarea în ventilatoarele de gaze cu analizorul de gaze tip TESTO 33, produs de firma TESTOTHERM Germania. Aparatul funcţionează în cuplaj cu o unitate de preparare a probelor, care asigură menţinerea temperaturii probei prelevate până la unitatea de preparare, unde are loc uscarea gazului, astfel că la analizor ajunge proba uscată.

Softul aparatului permite citirea directă a valorilor corectate pentru $O_2$ de referinţă, în funcţie de tipul de combustibil pe care funcţionează cazanul.

Valorile concentraţiilor componentelor gazelor de ardere pot fi exprimate la alegere în ppm sau $mg/m^3$ gaz uscat.

Analizorul furnizează valori pentru: CO, $CO_2$, $O_2$, $NO_X$, $SO_2$, precum şi pentru excesul de aer, randamentul termic, temperatura gazelor de ardere şi a aerului ambiant, depresiunea existentă în punctul de probă.

Compoziţia gazelor de ardere la ieşirea din electrofiltre este prezentată în tabelul 3.

*Tabelul 3*

| Parametrul | U.M. | S.E. Suceava valori pentru huilă | | S.E. Iaşi valori pentru huilă | | Cazan 420 t/h valori pentru lignit |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | ELF 1 | ELF 2 | ELF 1 | ELF 2 | ELF 1 - 2 |
| $O_2$ | % | 9,50 | 10,30 | 8,20 | 7,50 | 9,80 |
| $CO_2$ | % | 10,30 | 9,70 | 11,60 | 12,30 | 9,80 |
| CO | mg/m$^3$ | 35 | 26 | 86 | 93 | 220 |
| $NO_x$ x) | mg/m$^3$ | 581 | 562 | 572 | 577 | 210 |
| $SO_2$ x) | mg/m$^3$ | 417 | 422 | 440 | 436 | 4000 |
| pulber x) | mg/m$^3$ | 113 | 119 | 140 | 115 | 250 |

x) valori corectate la 6 % $O_2$

## Concluzii

Valorile concentraţiilor de poluanţi în gazele de ardere, determinate în urma efectuării măsurătorilor de performanţă la electrofiltrele cazanului nr. 2 de 420 t/h din S.E. Suceava şi electrofiltrele cazanului nr. 1 de 420 t/h din S.E. Iaşi, după conversia de la lignit la huilă, şi compararea acestora cu normele UE şi cele româneşti sunt date în tabelul 4.

*Tabelul 4*

| Poluant | U.M. | Valori huilă | Valori lignit | Norme din UE | Norme din România | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | Ord.462/1993 | Derogare |
| $NO_x$ | mg/m$^3$ | 562÷581 | 210 | 650 | 400 | 800 |
| $SO_2$ | mg/m$^3$ | 417÷440 | 4000 | 2000 | 2000 | nu există* |
| pulberi | mg/m$^3$ | 113÷140 | 250 | 100 | 100 | 225 |

* se acceptă o reducere globală a emisiei de bioxid de sulf de 25 % faţă de emisia anului 1989.

Valorile concentraţiilor de $NO_x$ sunt mai mici decât valorile impuse de normele UE şi de cele româneşti acceptate prin scrisoarea de derogare IJ 12797 din 09.06.1994 - MAPPM.

Se observă, în schimb, o creştere a acestor valori la funcţionarea cu combustibil huilă faţă de lignit, din cauza sarcinii termice mărite a focarelor cazanelor (putere calorifică pentru huilă 25,12 MJ/kg (6000 kcal/kg faţă de 8,37 MJ/kg (2000 kcal/kg) pentru lignit).

Valorile concentraţiilor de $SO_2$ sunt mult mai mici decât valorile impuse de normele UE şi de normele româneşti, datorită conţinutului scăzut de sulf din huilă (0,20 % faţă de1,0 % din lignit), precum şi datorită scăderii de trei ori a consumului de combustibil, ca urmare a creşterii puterii calorifice a combustibilului.

Valorile concentraţiilor de pulberi depăşesc normele impuse de UE şi de Ordinul 462/93 al MAPPM, dar nu depăşesc normele din derogările acordate cazanelor RENEL prin scrisoarea IJ 12797 din 09.06.1994 - MAPPM.

Faţă de funcţionarea pe lignit, valorile concentraţiilor de pulberi la funcţionarea pe huilă scad la jumătate (113÷140 mg/m$^3$ faţă de 250 mg/m$^3$).

Concentraţia de particule în gazele de ardere poate fi redusă prin punerea la punct a electrofiltrelor, atât din punct de vedere electric, cât şi mecanic, putându-se atinge, relativ uşor, valori sub 100 mg/m$^3$, având în vedere că la intrarea în electrofiltru există o cantitate de cenuşă mult mai mică la funcţionarea pe huilă decât pe lignit.

Soluţiile de reducere a concentraţiei de pulberi în gazele de ardere sunt:

- repararea electrofiltrelor din punct de vedere mecanic în configuraţia actuală (înlocuirea electrozilor rupţi şi alinierea tuturor electrozilor);
- introducerea scuturării temporizate la electrozii de depunere ai ultimului câmp, adică un ciclu de scuturare urmat de 10 min pauză (soluţie prevăzută de altfel în proiectul iniţial), măsură care ar determina reducerea concentraţiei de pulberi în gazele de ardere cu circa 15 %;
- punerea la punct a echipamentelor electrice (înlocuirea izolatoarelor şi a cablurilor de alimentare defecte, decuvarea şi verificarea/repararea agregatelor de înaltă tensiune, repararea şi etalonarea buclelor de măsură defecte, înlocuirea echipamentului de comandă şi automatizare din tablourile de comandă);
- îmbunătăţirea curgerii gazelor de ardere prin electrofiltre, cu o distribuţie uniformă de la secţiunea de intrare până la racordul de ieşire;
- exploatarea echipamentului electric de înaltă tensiune la capacitate maximă şi alegerea programului optim de scuturare a electrozilor de depunere.

Prin aplicarea tuturor acestor măsuri se estimează o reducere a emisiilor de pulberi în gazele de ardere cu 50 %, deci de la 113÷140 mg/m$^3$ la aproximativ 60÷70 mg/m$^3$.

**BIBLIOGRAFIE**


[1] Pănoiu, N. *Cazane de abur*. Ed. Didactică şi Pedagogică, Bucureşti, 1982.

[2] Pop, M. *Îndrumar - Tabele, monograme şi formule termotehnice*. Ed. Tehnică, Bucureşti, 1987.

[3] Leca, A. *Centrale electrice*. Ed. Didactică şi Pedagogică, Bucureşti, 1977.

La elaborarea articolului au mai fost folosite următoarele lucrări interne ICEMENERG:

1. Păuna, Gh. *Probe de performanţă la electrofiltrele cazanului de 420 t/h din CET Borzeşti*, 1988.
2. Păuna, Gh. *Probe de performanţă la electrofiltrele cazanului de 420 t/h din CET Giurgiu*, 1995.
3. Păuna, Gh. *Probe de performanţă la electrofiltrele cazanului de 420 t/h din CET Govora*, 1996.
4. Păuna, Gh. *Probe de performanţă la electrofiltrele cazanului de 420 t/h din CET Borzeşti*, 1997.
5. Păuna, Gh. *Probe de performanţă la electrofiltrele cazanului de 420 t/h din CET Halânga*, 2000.


**Referent: conf. dr. ing. Tudor Prisecaru – Facultatea de Inginerie Mecanică, UPB**

**(Primit la 16 februarie 2001, acceptat la 4 aprilie 2001**

# Soluții tehnice pentru alinierea la reglementările Comunității Europene referitoare la materialele din azbest

ing. Alice RĂDUCANU*,
ing. Angela STANCA*,
ing. Ovidiu POP**,
ing. Sandu VARLAN**,
ing. Șerban IRIMIA**

*Tendințele, pe plan mondial, ale statelor civilizate sunt de înlocuire în totalitate a azbestului, deoarece este un material cancerigen.*

*Prin introducerea materialelor nonazbest se vor reduce :*

*- consumurile de energie datorită coeficienților de frecare mult mai reduși;*

*- pierderile de fluid de lucru, materialele noi având nevoie de scurgeri mai mici pentru răcire și lubrefiere datorită coeficientului de transfer termic mai bun decât al azbestului, care este un izolator termic;*

*- costurile datorate pieselor de schimb, din cauza uzurii reduse a bucșelor de protecție datorate coeficienților de frecare mai buni și strângerii mai reduse;*

*- cheltuielile de manoperă, intervențiile fiind mult mai rare datorită fiabilității mari a noilor materiale ;*

*- pierderile de producție, datorate reducerii numărului avariilor prin fiabilitatea mai mare a produselor nonazbest.*

*

*In the developed countries the tendencies at the international level are oriented towards entirely replacing asbestos as it is considered carcinogen.*

*By utilizing other materials than asbestos we will diminish:*

*- energy consumption due to lower friction coefficients;*

*- working fluid losses, the new materials having lower cooling losses and requiring less lubrication due to a better heat transfer than asbestos which is a thermal insulator;*

*- the costs of the spare parts due to the diminished wear of the protection sleeves that have higher friction coefficients and do not require a strong tightening;*

*- the manufacturing costs as the new materials are highly reliable;*

*- the production losses due to reducing the number of breakdowns as a result of the non-asbestos materials higher reliability.*

Descriptori: nonazbest, reduceri avarii

## 1. Riscul privind utilizarea azbestului

Noțiunea "azbest" cuprinde o serie de silicați minerali de tip serpentine (crizotil) și amfiboli (antofilit, tremolit, actinolit, amozit și crocidolit).

Riscul pentru sănătătea omului este dat de fibrele având o lungime mai mare de 5 μm și un diametru sub 3 μm. Din aceste considerente, determinarea condițiilor periculoase nu se poate face decât numărând respectivele fibre cu microscop cu contrast de fază, iar diferențierea tipurilor se face utilizând microscopia electronică. Ultimele cercetări atestă că bioagresivitatea fibrelor de azbest este dependentă mai ales de unele particularități de suprafață, legate de compoziția chimică, reprezentată de reacția chimică acid-bază, dominată de grupările legăturilor OH și SiOH.

Efectele patogene ale azbestului se referă la: azbestoză (fibroză pulmonară difuză); cancer pulmonar asociat sau nu cu fibroză pulmonară; alte tipuri de cancer (laringe sau alte localizări); plăci pleurale, efuziuni pleurale. Perioada de expunere la fibrele de azbest până la apariția unor fenomene morbide este variabilă, în funcție și de nivelul fibrelor în zonele de muncă, de la câțiva ani la 15-20 ani și peste. Formele cele mai grave sunt manifestările de tip canceros (cancer bronheo-pulmonar, mezoteliom sau alte localizări ale cancerului). Din nefericire, diagnosticul acestor forme de boală se face de cele mai multe ori tardiv, posibilitățile de intervenție medicală (îndeosebi chirurgicală) fiind depășite. Insuficienta preocupare a agenților economici pentru a asigura baza materială necesară monitorizării personalului expus la fibre de azbest a condus la necunoașterea reală a stării de sănătate a acestor angajați. În situația în care, la insistențele organelor de sănătate, unele unități au pus la dispoziție această bază materială (în special filme roentgen de format mare), iar personalul medical s-a angrenat în efectuarea investigațiilor specifice (radiografii pulmonare standard, probe funcționale ventilatorii, examenul citologic al sputei etc.) s-a constatat un procentaj crescut mai ales al fibrozelor pulmonare difuze (azbestoză). De exemplu: la întreprinderile de frâne și elemente de etanșare 15–30 % din angajați aveau azbestoză. Oficial s-a declarat anual câte un număr de 8-30 cazuri noi de boli generate de expunerea la fibre de azbest. Dintre aceste boli, cazurile de cancer bronheo-pulmonar sunt puțin numeroase, deoarece angajații care se îmbolnăvesc se pensionează și nu mai este nimeni interesat de cauza acestor forme de cancer.

Într-un studiu efectuat la solicitarea Ministerului Sănătății la o întreprindere cu expunere mare la fibre de azbest (Fermit – Râmnicu Sărat) s-a constatat că frecvența cancerului bronheo-pulmonar la foștii angajați ai acestei unități a fost (în perioada 1993-1995) de 0,2 %. În localitatea Râmnicu Sărat sunt 0,045 % de persoane bolnave de

* S.C. ICEMENERG S.A.
** S.C. Termoelectrica S.A., București

cancer bronheo-pulmonar, iar în județul Buzău sunt 0,021 % cazuri.

În anul 1997 (4-6 decembrie) a avut loc la Budapesta "*The Asbestos Symposium for the Countries of Central and Eastern Europe*", cu participarea unor specialiști din S.U.A., Anglia, Germania, Franța și bineînțeles din țările central- și est-europene. La acest simpozion s-a prezentat și situația din România. În anul 1998, la Pisa în Italia, la o conferință internațională vizând și problema riscului azbestogen, s-a pus în discuție colaborarea României la stabilirea unor măsuri mai ferme în vederea înlocuirii fibrelor de azbest cu alte materiale mai puțin periculoase, care nu mai conțin azbest.

Cu aceste ocazii s-a constatat nivelul alarmant al afectării stării de sănătate a angajaților expuși la fibre de azbest în alte țări, cu toate că nivelul fibrelor de azbest este mult mai redus decât în România, iar măsurile profilactice sunt aplicate cu mai multă seriozitate.

Se estimează (pentru S.U.A., Anglia) că 20 % din personalul expus la azbest moare din cauza cancerului bronheo-pulmonar.

La simpozionul de la Budapesta (1997), William J. Nicholson a arătat că, după datele comunicate de US Departament of Labor și Environmental Protection Agency, mortalitatea la 100 000 oameni expuși crește foarte mult în raport cu concentrația fibrelor de azbest în zonele de muncă (după o perioadă de 20 de ani de expunere). În tabelul 1 sunt prezentate concluziile unui studiu efectuat în S.U.A.

*Tabelul 1*

| Concentrația fibrelor de azbest [fibre/m] | Mortalitatea prin cancer | | | |
|---|---|---|---|---|
| | pulmonar | mezoteliom | gastric | total |
| 0,1 | 139 | 73 | 14 | 226 |
| 2,0 | 2713 | 1408 | 271 | 4392 |
| 5,0 | 6509 | 3317 | 651 | 10477 |
| 10,0 | 12177 | 6024 | 1218 | 13997 |

Trebuie precizat că, deși în România limita admisă în prezent este de o fibră/cm$^3$, în zonele de muncă, mai ales în unele operații, nivelul acestor fibre depășește, uneori cu mult, limita admisă (10-15 fibre/cm$^3$). În ceea ce privește tipurile de azbest, trebuie precizat că în multe întreprinderi din România se folosesc, în anumită proporție, și fibre de crocidolit, deși este cunoscut că acest tip de azbest (ca și amozitul de altfel) este cel mai cancerigen. De menționat că în S.U.A., și în multe din țările vest-europene (Anglia, Franța, Germania), crocidolitul și amozitul sunt interzise (recomandare cuprinsă și în Convenția Comunității Europene).

## 2. Legislația europeană referitoare la prevenirea riscurilor expunerii la fibre de azbest

Prima legiferare este reprezentată de Directiva 83/477/EEC, amendată prin Directiva 91/382/EEC, ambele referitoare la activități prin care lucrătorii pot fi expuși la azbest. Aceste directive enumeră cerințe detaliate pentru manageri, în vederea reducerii la minimum a efectelor negative asupra sănătății provocate de azbest. Principalele măsuri stabilite prin Directiva 83/477/EEC se referă la:

– evaluarea expunerii lucrătorilor la fibre de azbest;

– pe baza evaluării menționate se efectuează, de către antreprenor, o notificare către instituțiile abilitate;

– se recomandă reducerea cantității de azbest utilizată și a numărului de lucrători expuși, precum și reguli de evitare a degajării pulberilor în atmosfera de lucru, condiții de transport și depozitare a deșeurilor;

– se interzice utilizarea azbestului în lucrări care presupun pulverizarea sa, cu risc de răspândire în mediul exterior;

– se stabilesc limite maxime admise în mediul de lucru, precum și metodele pentru măsurarea fibrelor de azbest în aerul zonelor de lucru;

– sunt precizate principalele măsuri preventive la locurile de muncă unde se degajă fibre de azbest, precum și regulile de protecție a lucrătorilor (echipament respirator, interzicerea fumatului, amenajarea unor zone curate pentru servirea mesei, asigurarea depozitării și a spălării echipamentului de protecție în fabrică, existența unor instalații sanitare pentru igiena individuală și altele);

– se stabilesc condițiile și metodele pentru examinarea periodică a angajaților expuși.

Prin Directiva 87/217/EEC se caută reducerea la minimum a poluării mediului înconjurător, datorată utilizării industriale a azbestului (procese ce folosesc peste 100 kg de azbest anual). Se vizează riscurile de poluare a aerului ambiental, solului și apei. De asemenea, se cere restrângerea riscului de răspândire a azbestului în cazul demolărilor.

Prin Directiva 91/659/EEC se interzice comercializarea și utilizarea a aproape tuturor tipurilor de produse cu azbest, în afara unor produse ce conțin crizotil (a cărui utilizare este, de asemenea, limitată pentru o gamă largă de produse).

Regulamentele americane impun interzicerea comercializării și utilizării tuturor tipurilor de azbest. De asemenea, orice produse sau clădiri care conțin materiale din azbest vor fi înlocuite sau dărâmate în cel mai scurt timp posibil, conform OSHA (Occupational Safety & Health Administration U.S. Department of Labor).

## 3. Legislația existentă în România în acest domeniu

În prezent, în conformitate cu prevederile Legii Protecției Muncii din anul 1996, prin *Normele generale de protecție a muncii* se stabilește concentrația maximă admisă de pulberi de azbest în zonele de muncă de o fibră/cm$^3$ (cu lungime

mai mare 5 μm, diametru mai mic 3 μm şi raportul dintre cele două dimensiuni mai mare de 3/1).

Printr-o reglementare elaborată de Institutul de Sănătate Publică Bucureşti este stabilită metoda de determinare a concentraţiei de pulberi de azbest în conformitate cu prevederile Convenţiei C.E.

Tot în baza Legii protecţiei Muncii s-au emis "*Norme specifice de securitate a muncii pentru prelucrarea azbestului*". Aceste norme elaborate de Ministerul Muncii şi Protecţiei Sociale sunt armonizate şi redactate în spiritul Directivelor Comunităţii Economice Europene nr. 3/477/EEC şi nr. 1/382/EEC.

Normele detaliază reglementări privitoare la: obligaţiile conducerii unităţilor, ale lucrătorilor, producătorilor şi furnizorilor; echipamentul de protecţie şi instruirea lucrătorilor; igiena individului; curăţenia la locul de muncă; ambalarea, transportul şi depozitarea fibrelor de azbest; extracţia, măcinarea şi sortarea azbestului; defibrarea, formarea şi presarea fibrelor de azbest; ţeserea, bobinarea şi împletirea fibrelor de azbest; operaţii de prelucrare şi finisare a produselor cu conţinut de azbest şi utilizarea lor; îndepărtarea materialelor cu azbest din construcţii; conectarea şi depozitarea deşeurilor; prevederi pentru proiectare în lucrări în care se utilizează azbest.

În vederea adoptării prevederilor din directivele enunţate ale CEE s-a întocmit un proiect de Hotărâre de Guvern, cu termene care vizează interzicerea utilizării tuturor tipurilor de azbest, cu excepţia crizotilului (începând cu 31 decembrie 2000), măsuri de autoevaluare a riscului în lucrări cu expunere la fibre de azbest etc. Acest proiect de Hotărâre de Guvern este în curs de definitivare şi avizare de către ministerele interesate în vederea supunerii lui aprobării Guvernului.

## 4. Proceduri de lucru cu materiale din azbest pentru protecţia salariaţilor în concordanţă cu legislaţia Comunităţii Europene

ICEMENERG S.A., prin Secţia de Mediu şi Ecotehnologii – Laboratorul de Chimie Energetică, a elaborat, pentru toate centralele termoelectrice din România, proceduri specifice pentru aprovizionarea, transportul, depozitarea, manipularea, utilizarea materialelor şi produselor din azbest şi a stabilit echipamentele şi măsurile de protecţia muncii specifice, până la înlocuirea azbestului cu alte materiale. Toate aceste proceduri specifice de lucru au fost transmise tuturor centralelor termoelectrice din subordinea S.C. Termoelectrica S.A. Actualele proceduri se utilizează până la înlocuirea materialelor din azbest cu materiale nonazbest, dar nu oferă securitate de 100 %. În momentul elaborării procedurilor de către ICEMENERG S.A. s-a ţinut cont de instrucţiunile date de PowerGen în "*Ghid de lucru cu azbestul în siguranţă*", mai ales că aceste instrucţiuni se referă strict la termocentrale. Tendinţele statelor civilizate pe plan mondial sunt de înlocuire a azbestului în totalitate.

## 5. Măsurători ale fibrelor respirabile din azbest din mai multe centrale termoelectrice

Determinările concentraţiei fibrelor de azbest au fost efectuate în lunile iunie-iulie 1999.

Având în vedere că nu existau înregistrări precedente ale concentraţiei fibrelor de azbest în aceste unităţi s-a aplicat o strategie de evaluare, recoltându-se mai multe probe cu durata de minimum 30 minute la fiecare loc de muncă. Concentraţia fibrelor de azbest la locurile de muncă respective a fost calculată ca fiind media ponderată cu timpul acestor determinări. Metoda folosită pentru determinarea concentraţiei fibrelor de azbest în atmosfera locurilor de muncă este RTM-1, aprobată de Organizaţia Mondială a Sănătăţii şi International Standard Organization (*Determination of the number concentration of airborne inorganic fibres by phase contrast optical microscopy. Membrane filter method.* 3th Ed. Little Brown, 1995).

Probele au fost individuale, instalaţia de recoltare ataşându-se fiecărui muncitor în parte.

Analiza probelor s-a efectuat prin microscopie optică cu contrast de fază, folosind un microscop NICON. În prealabil, filtrele au fost transparentizate în vapori de acetonă la 75°C.

Criteriile de numărare a fibrelor sunt:

- diametrul < 3 μm;
- lungimea > 5 μm;
- raportul lungime/diametru mai mare de 3/1.

Rezultatele acestor determinări sunt prezentate în tabelul 2.

Comparând rezultatele din buletinele de analiză cu limita

*Tabelul 2*

| Locul de muncă | Concentraţia de fibre [fibre/cm$^3$] |
|---|---|
| Filiala Electrocentrale Brăila | |
| 1. Colector stânga - abur intermediar. Cazan 1 A | 0,56 |
| 2. Turbina 1 K 200 – 130 | 0,51 |
| CET Progresul Bucureşti | |
| 1. Cota nr.13. Vană abur şi apă. Alimentare cazan 1 - intrare în nod | 0,48 |
| 2. Vană secţionare - cazan 1 | 0,52 |
| 3. Vană legătură. Bară împrumut stânga – Cazan 1. Batere + tăiere | 0,55 |
| 4. Vană legătură. Bară împrumut stânga – Cazan 1. Montare | 0,18 |
| CET Sud Bucureşti | |
| 1. Turbina 5. Armătură abur viu. Cota 58. | 0,59 |
| 2. Armături ventile de înaltă presiune | 0,53 |
| CET Grozăveşti Bucureşti | |
| 1. Garnitură descărcare PIP | 0,54 |

admisă potrivit *Normelor generale de protecţia muncii*, concentraţiile momentane sunt la limita riscului de îmbolnăvire.

Raportat la Directiva 91/382/CEE, care este în curs de adoptare în România (pentru cazurile de utilizare numai a fibrelor de crizotil limita admisă pe o perioadă standard de 8 ore este de 0,60 fibre/cm$^3$; în cazul unui amestec de mai multe tipuri de fibre de azbest limita admisă este de 0,30 fibre/cm$^3$), se constată că, exceptând operaţia de montare de la vana de legătură, bară împrumut stânga - cazan I de la CET Progresul Bucureşti, toate celelalte valori depăşesc limita admisă de fibrele azbest pentru o perioadă de expunere de 8 ore pe zi de 1,6 - 2 ori.

Se precizează că fibrele de azbest care pătrund în organism nu se elimină şi pot genera în continuare efecte nocive de-a lungul vieţii (atât azbestoză, cât mai ales cancer pulmonar şi mezoteliom).

## 6. Soluţii tehnice de înlocuire a materialelor de etanşare din azbest cu materiale de etanşare nonazbest. Studiu de caz: SE Bucureşti, SE Işalniţa, SE Rovinari, SE Turceni, SE Oradea, SE Borzeşti etc.

ICEMENERG S.A. prin Secţia de Mediu şi Ecotehnologii - Laboratorul de Chimie Energetică, şi-a propus elaborarea soluţiilor tehnice optime de înlocuire, în termocentrale, a materialelor de etanşare care conţin azbest cu materiale de etanşare nonazbest şi stabilirea eficienţei economice a utilizării materialelor de etanşare nonazbest.

Există o serie de materiale care pot fi utilizate pentru înlocuirea azbestului.

Aceste materiale sunt: compozitele pe bază de fibre, teflonul (substanţa chimică utilizată pentru producerea teflonului este politetrafluoretilena), fibrele acrilice (fibre artificiale în care substanţa din care sunt fabricate poate fi orice polimer sintetic cu lanţ lung, în care 85 % din greutate este reprezentată de unităţi acrilonitrilice ($-CH_2-CH[CN]-)_x$), fibra de aramidă (provine din reacţia chimică între diamine aromatice şi cloruri aromatice diacide), fibrele de poliolefină (polimeri cu lanţuri lungi, în care cel puţin 85 % din greutate este reprezentată de etilenă, propilenă sau olefine), fibrele de carbon/grafit (profile filamentare din carbon obţinute la temperaturi înalte), fibrele de sticlă (fibre formate din silicaţi de calciu, de sodiu şi de alte metale), INCONEL (aliaj rezistent la coroziune - în special faţă de acizii organici, la cald - cu 79,5 % Ni, 13 % Cu, 6,5 % Fe, 0,2 % Cu, 0,25 % Mn, 0,08 % C), MONEL (aliajul cu 65-70 % Ni, 25-30 % Cu, restul fiind Mn, Fe, Si, C, S, P), cauciuc siliconic (produs termoplastic, elastic, care conţine compuşi macromoleculari organosilicici, liniari sau ciclici, cu structuri chimice şi proprietăţi destul de diferite), parafină (amestec de hidrocarburi parafinice $C_nH_{2n+2}$, cu punct de topire peste 34$^0$C) etc.

Şnururile de azbest au compoziţia şi proprietăţile fizico-chimice prezentate la pct. 1. Din experienţa de până acum a termocentralelor rezultă că garniturile de etanşare din azbest pentru armături şi pentru pompe au o durată de viaţă mică, necesitând înlocuiri dese ale garniturilor de etanşare. Garniturile de etanşare din azbest au provocat, prin deteriorare, avarii, care au condus la oprirea grupurilor şi la cheltuieli importante ocazionate de oprirea şi pornirea grupurilor.

Şnururile din materiale nonazbest se caracterizează printr-o durată de viaţă mai mare decât cele din azbest.

În anul 2000, ICEMENERG S.A. a montat în instalaţii, experimental, împreună cu o serie de firme care achiziţionează sau produc materiale de etanşare nonazbest, o serie de garnituri de etanşare pentru anumite pompe şi armături, la diverşi parametri de funcţionare, în mai multe sucursale ale Termoelectrica S.A.

Scopul a fost de a determina numărul de ore de funcţionare a garniturilor de etanşare din materiale nonazbest de la actualii furnizori de pompe şi armături de pe piaţa românească, în diverse condiţii de lucru.

Pentru corectitudunea experimentului, montarea garniturilor de etanşare nonazbest s-a făcut respectând următoarele condiţii:

- alegerea corespunzătoare a tipului şi materialului garniturii, în funcţie de condiţiile de funcţionare;
- asigurarea condiţiilor impuse pentru suprafeţele presgarniturii (în principal rugozitatea fusului);
- montarea corectă a garniturilor de etanşare nonazbest;
- asigurarea din start a condiţiilor pentru monitorizarea (înregistrarea) atentă a comportării garniturilor în timp.

Garniturile de etanşare nonazbest montate în instalaţii, pe diferite echipamente, au fost: teflon grafitat (S.C Izolatorul S.A., Suszi); grafit expandat împletit cu fibre textile (Burgmann); grafit expandat cu inserţie de inconel (Suszi); grafit pur cu inserţie de inconel (Danemar, Petprod, S.C. Izolatorul S.A.); fibre de carbon cu inserţie de inconel (Exclusiv); grafit pur expandat cu inconel-preformat şi inel de fund grafit presat (Avko); grafit armat cu fibră carbon (Petprod); fibre carbon (Elmeco); grafit teflonat (Elmeco); carbon grafitat (Braflex, Exclusiv); fibre PTFE cu silicon şi grafit (Izolatorul); teflon grafitat + kevlar teflonat (SC Izolatorul SA); împletitură tripp din teflon neinpregnat şi fără silicon (Gasket); ramie (Merkel).

Stabilirea sucursalelor pe ale căror echipamente s-au montat garniturile de etanşare nonazbest a fost făcută de Termoelectrica S.A., optându-se (în vederea urgentării obţinerii rezultatelor) pentru sucursa-

lele cu grupuri care aveau perspectiva funcţionării unui număr mare de ore în vara anului 2000. Acestea au fost: SE Rovinari; SE Turceni; SE Craiova; SE Oradea; SE Bucureşti (CET Vest, CET Progresul, CET Grozăveşti, CET Sud), SE Ploieşti; SE Galaţi; SE Borzeşti.

La solicitarea societăţiilor ICEMENERG S.A. şi Termoelectrica S.A. sucursalele au transmis informaţii despre comportarea garniturilor de etanşare montate pe echipamentele stabilite. În 80 % din cazuri, comportarea garniturilor a fost foarte bună (de la montare şi până în prezent aproximativ 3500 ore de funcţionare).

**Concluzii**

Tendinţele pe plan mondial ale statelor civilizate sunt de înlocuire a azbestului în totalitate, deoarece azbestul este un material cancerigen.

Prin introducerea materialelor nonazbest se vor reduce:

- consumurile de energie, datorită coeficienţilor de frecare mult mai reduşi;
- pierderile de fluid de lucru, materialele noi având nevoie de scurgeri mai mici pentru răcire şi lubrefiere, datorită coeficientului de transfer termic mai bun decât al azbestului, care este un izolator termic;
- costurile datorate pieselor de schimb, din cauza uzurii reduse a bucşelor de protecţie datorate coeficienţilor de frecare mai buni şi strângerii mai reduse;
- cheltuielile de manoperă, intervenţiile fiind mult mai rare datorită fiabilităţii mai mari a noilor materiale;
- pierderile de producţie, datorate reducerii numărului avariilor prin fiabilitatea mai mare a produselor nonazbest.

**BIBLIOGRAFIE**


[1] x x x *The Control of Asbestos at Work* (Amendament) Regulations, Anglia 1992.

[2] x x x *Asbestos: the control of asbestos at work* (second edition): *Control of Asbestos at Work* Regulations 1987, UE. PowerGen, 1996.

[3] x x x *Guidance on Asbestos Safety*, PowerGen, 1996.

[4] x x x *Environmental Protection Act*, UE , 1990.

[5] x x x *The Control of Asbestos in the Air*, Regulations UE , 1990.

[6] x x x *The Asbestos (Prohibitions)*, Regulations UE , 1992.

[7] x x x *OSHA Regulations* (Standards – 29 CFR) – Asbestos – 1910.1001, UE

[8] x x x *Asbestos* – 1915.1001, UE.

[9] x x x *Asbestos* - 1926.1101, UE.


**Referent: ing. Radu Opincaru – S.C. Termoelectrica S.A.**

**(Primit la 19 februarie 2001, acceptat la 4 aprilie 2001**

## *De personis*

### dr. ing. Ioan GANEA a împlinit 60 de ani

Dr. ing. Ioan Ganea s-a născut în Bucureşti, la 25 mai 1941.

În anul 1962 a absolvit Institutul Politehnic din Bucureşti, Facultatea de Mecanică, secţia de Maşini Termice şi a început să lucreze ca inginer proiectant în Uzina „Timpuri Noi".

Fiind atras de activitatea editorială şi dovedind talent pentru aceasta, în anul 1966 se angajează la Editura Tehnică.

S-a dovedit a fi un redactor cu har, înzestrat cu toate calităţile necesare acestei activităţi: solidă pregătire profesională, meticulozitate, iniţiativă, capacitatea de a anticipa evoluţia literaturii tehnice şi de a veni în întâmpinarea cerinţelor specialiştilor.

A fost primul pas într-o carieră de excepţie în domeniul editorial. Rând pe rând, îndeplineşte funcţiile de redactor-şef, director tehnic şi director general al Editurii Tehnice, iar în prezent este director executiv al uneia dintre cele mai prestigioase edituri româneşti, Editura Academiei.

Permanent preocupat de perfecţionarea profesională, a obţinut, în anul 1988, titlul de doctor în ştiinţe tehnice al Institutului Politehnic din Bucureşti.

Paralel cu activitatea editorială, începând cu anul 1976 a desfăşurat o susţinută activitate didactică (ajungând în prezent conferenţiar la catedra de termotehnică din Universitatea „POLITEHNICA" Bucureşti), precum şi o intensă activitate de cercetare în cadrul aceleiaşi instituţii de învăţământ superior.

Este autor şi coautor a 12 volume de specialitate, precum şi a numeroase articole şi referate apărute în reviste şi în publicaţiile unor manifestări ştiinţifice.

Prin întreaga sa activitate, dr. ing. Ioan Ganea s-a integrat complet în colectivitatea energeticienilor din România.

Este membru în Biroul de redacţie al revistei Energetica, membru fondator al Asociaţiei Ştiinţifice şi Tehnice a Energeticienilor din România „ENERGETCIA". De asemenea este membru al AGIR şi al Societăţii Române de Termotehnică.

Cu ocazia împlinirii a 60 de ani, ASTER îi urează d-lui dr. ing. Ioan Ganea ani mulţi, cu multe împliniri şi reuşite.

***Informaţii***

# Impactul legislaţiei de mediu din UE asupra sectorului energiei electrice din România

**ing.Eugenia-Anca ECHIZLI *,**
**ing. Dalia-Alina MAIER**,**
**ing. Ovidiu ŢUŢUIANU***,**
**dr. ing. Mihai-Marius VORONCA****,**

## 1. Sectorul energiei electrice[1)]

*1.1. Aspecte organizatorice*

Istoria "electricităţii" are în România o tradiţie de peste un secol, prima centrală electrică fiind pusă în funcţiune la Bucureşti în anul 1882.

Cu toate greutăţile şi problemele de ordin intern şi extern, care au intervenit pe parcursul anilor, producerea, transportul şi distribuţia energiei electrice s-au dezvoltat continuu, reprezentând un sector care şi-a demonstrat, încă de la începuturi, importanţa sa ca suport al celorlalte activităţi antropice.

În anul 1939 existau 229 de producători de energie electrică, din care: 113 societăţi private şi concesionate, 85 companii de servicii municipale, 10 regii comerciale publice, 14 regii mixte şi 7 de stat. După anul 1948, toate societăţile din sectorul energiei electrice au devenit proprietate de stat.

În anul 1958 s-a creat sistemul electroenergetic naţional (SEN), prin interconectarea subsistemelor locale.

Începând din anul 1965 (şi până în anul 1993), SEN a funcţionat în paralel cu sistemele electroenergetice ale fostelor ţări socialiste/comuniste din zonă.

La căderea regimului comunist, în decembrie 1989, sectorul energiei electrice atinsese o anumită dezvoltare cantitativă, bazată însă pe echipamente şi instalaţii uzate fizic şi moral, alimentarea cu energie a consumatorilor realizându-se în condiţii scăzute de calitate, siguranţă şi eficienţă economică.

În anul 1990, din fostul Minister al Energiei Electrice s-a creat Regia Autonomă de Electricitate-RENEL, o entitate de stat integrată pe verticală, având ca activităţi principale: producerea energiei electrice în centrale termoelectrice clasice, în centrale hidroelectrice şi în prima centrală nuclearoelectrică (CNE Cernavodă), transportul energiei electrice şi termice şi distribuţia/furnizarea energiei electrice, precum şi alte activităţi secundare (proiectare, cercetare etc.).

Începând cu anul 1992, RENEL a intrat într-un proces de restructurare, o parte din activităţile secundare fiind externalizate.

Prin Hotărârea Guvernului României (HGR) nr. 365/1998, în continuarea restructurării sectorului s-a înfiinţat Compania Naţională de Electricitate CONEL S.A., activitatea părţii nucleare externalizându-se în cadrul Societăţii Naţionale "Nuclearelectrica" S.A şi a Regiei Autonome pentru Activităţi Nucleare.

Ulterior, în baza Hotărârii de Guvern nr. 627/2000, CONEL S.A. s-a divizat în trei societăţi comerciale şi o companie naţională, şi anume:

- S.C.Termoelectrica S.A., axată pe producerea energiei electrice (şi termice) în CTE şi respectiv în CET;
- S.C. Hidroelectrica S.A., axată pe producerea energiei electrice în CHE;
- C.N. Transelectrica S.A., axată pe transportul şi dispecerizarea energiei electrice;
- S.C. Electrica S.A., axată pe distribuţia energiei electrice.

Ministerul de resort (Ministerul Industriei şi Comerţului, în prezent Ministerul Industriei şi Resurselor) coordonează sectorul energetic la nivel naţional şi asigură aducerea la îndeplinire a politicii energetice naţionale în conformitate cu prevederile Ordonanţei de urgenţă privind energia electrică şi termică nr. 63/1998.

Potrivit OGR nr. 29/1998, Autoritatea Naţională de Reglementare în Domeniul Energiei - ANRE este responsabilă pentru autorizări şi licenţieri, pentru elaborarea codurilor de operare şi a procedurilor de contractare, aprobarea tarifelor pentru energie electrică şi termică etc.

HGR nr. 122/februarie 2000 a stabilit iniţial o deschidere a pieţei energiei electrice de 10 %. Consumatorii care îşi pot alege furnizorul, care îndeplinesc condiţiile stabilite de ANRE (consum anual > 100 GWh) pot negocia direct tarifele cu producătorii.

Prin HGR nr. 982/octombrie 2000 s-a realizat o suplimentare cu 5 % a deschiderii pieţei de energie.

*1.2. Date tehnice privind SEN*

Principalii indicatori folosiţi în statisticile internaţionale şi incluşi în Raportul naţional [1] sunt prezentaţi în tabelul 1.

## 2. Legislaţia de mediu a UE

**Acquis-ul comunitar** include directivele, reglementările şi deciziile adoptate pe baza diferitelor tratate, care, împreună, alcătuiesc legea principală a Uniunii Europene (UE) şi Comunităţilor. Ţările aspirante la integrarea în UE trebuie să-şi alinieze legislaţia naţională, reglementările şi procedurile pentru a putea fi aplicată totalitatea legislaţiei conţinută în acquis-ul comunitar.

Domeniul protecţiei mediului, condiţie importantă a integrării europene, cuprinde în mare circa 70 de directive şi 21 de regulamente.

*Tabelul 1*

**Situaţia SEN la finele anului 1999**

| Indicatorul | Valoarea | U/M |
|---|---|---|
| ⇒ Puterea electrică instalată, total din care : | 16, 521 | GW |
| ✓ în centralele electrice publice | 15, 536 | GW |
| ✓ în centralele electrice ale autoproducătorilor | 0, 985 | GW |
| ⇒ Puterea electrică maximă consumată | 8, 245 | GW |
| ⇒ Energia electrică consumată | 49, 892 | TWh |
| ⇒ Durata de utilizare a puterii maxime consumate | 6051 | ore |
| ⇒ Energia electrică produsă, total din care: | 50, 717 | TWh |
| ✓ în centralele termoelectrice clasice | 25, 055 | TWh |
| ✓ în centrala nuclearoelectrică (CNE) Cernavoda | 18, 214 | TWh |
| ✓ în centralele hidroelectrice (CHE) | 5, 198 | TWh |
| ✓ în centralele electrice ale autoproducătorilor | 2, 250 | TWh |
| ⇒ Balanţa schimbului de energie (import $^{+}$, export $^{-}$) | -0, 825 | TWh |
| ⇒ Puterea electrică instalată în CTE clasice | 8, 895 | GW |
| ⇒ Numărul CTE | 31 | buc. |
| ⇒ Puterea unitară maximă a grupurilor din CTE | 0, 330 | GW |
| ⇒ Puterea electrică instalată în CNE Cernavoda | 0, 707 | GW |
| ⇒ Puterea unitară maximă a grupurilor din CNE Cernavoda | 0, 707 | GW |
| ⇒ Puterea electrică instalată în CHE | 5, 934 | GW |
| ⇒ Numărul CHE | 151 | buc |
| ⇒ Puterea unitară maximă a grupurilor din CHE | 0, 175 | GW |

[1)] Prescurtare la sectorul energiei electrice şi termice

* S.C. Hidroelectrica S.A.

** Ministerul Apelor şi Protecţiei Mediului

*** C.N. Transelectrica S.A.

**** Ministerul Industriei şi Resurselor

**Principalele subiecte ale legislaţiei europene de mediu** se referă la: legislaţia orizontală (studiul de impact; accesul la informaţia de mediu etc.); calitatea aerului; managementul deşeurilor; calitatea apei; protejarea naturii; controlul poluării industriale şi managementul riscului; substanţe chimice şi organisme modificate genetic; poluarea sonoră privind vehiculele şi utilajele; securitatea nucleară şi protecţia împotriva radiaţiilor [4].

## 3. Legislaţia naţională de mediu

După anul 1990, ca urmare a schimbărilor politico-sociale pe plan intern şi intensificării acţiunilor pe plan internaţional, protecţia mediului a început să capete importanţa cuvenită şi în România.

În consecinţă, s-au reconsiderat unele normative, standarde şi alte reglementări din domeniu şi s-au elaborat altele noi, sub coordonarea Ministerului Mediului (devenit ulterior Ministerul Apelor, Pădurilor şi Protecţiei Mediului (în prezent Ministerul Apelor şi Protecţiei Mediului). Multe din aceste reglementări prezintă un interes deosebit pentru sectorul energiei electrice [2].

După anul 1990, România a aderat la o serie de convenţii internaţionale privind protecţia mediului înconjurător. Întrucât instalaţiile şi construcţiile care concură la producerea, transportul şi distribuţia energiei electrice şi termice (în mod special centralele termoelectrice), au un impact negativ semnificativ asupra mediului, majoritatea acestor convenţii au consecinţe asupra entităţilor din sector, care sunt obligate, inclusiv prin reglementările naţionale care au ratificat convenţiile internaţionale, să întreprindă măsuri tehnice şi organizatorice corective şi preventive [3].

În ultimii ani, sub coordonarea ministerului de resort s-a demarat procesul de "aproximare" a legislaţiei europene, realizările cele mai importante cantonându-se pe "subiectele": calitatea aerului, controlul poluării industriale, calitatea apei şi managementul deşeurilor.

În continuare, sunt prezentate, pe problematici, principalele reglementări naţionale armonizate la cerinţele legislaţiei UE, precum şi impactul acestora asupra sectorului energiei electrice (inclusiv "bariere " în calea aplicării lor).

## 4. Protecţia atmosferei

*4.1. Reglementări naţionale.*

- Legea protecţiei mediului nr. 137/1995 (Monitorul Oficial - nr. 304/30.12.1995), modificată prin HGR nr. 314/1998 (M.O. nr. 221/17.06.1998) şi republicată în anul 2000 (M.O. nr.70/17.02.2000);
- Ordonanţa de urgenţă (OGR) privind protecţia atmosferei nr. 243/2000 (M.O. nr. 633/2000);
- Ordinul Ministrului APPM nr. 462/1993 pentru aprobarea Condiţiilor tehnice privind protecţia atmosferei şi a Normei metodologice privind determinarea emisiilor de poluanţi atmosferici produşi de surse staţionare (M.O. nr. 190/ 10.08.1997);
- Ordinul Ministrului APPM nr. 756/1997 pentru aprobarea Reglementării privind evaluarea poluării mediului (M.O. nr. 303 bis/06.11.1997);
- Ordinul Ministrului APPM nr. 524/06.05.2000 pentru aprobarea "Liniilor directoare privind inventarierea emisiilor de poluanţi atmosferici folosind metodologiile EEA/EMEP/CORINAIR şi EPA/AP-42.";
- STAS 12574/ 1987 - Calitatea aerului din zonele protejate (imisii).

*4.2. Impactul reglementărilor asupra sectorului energetic:*

➢ generarea de probleme sociale dificile legate de necesitatea scăderii activităţilor miniere;

➢ eforturi financiare însemnate pentru reducerea emisiilor de poluanţi atmosferici (circa 1,6 mld USD la CTE pe cărbune), care nu au surse de acoperire;

➢ necesitatea creşterii ponderii producţiei de energie pe gaze naturale, limitată însă de monopolul regional al GAZPROM.

Strategia naţională a sectorului energetic, aprobată de Guvern, axată pe:

✓ creşterea ponderii "combustibililor curaţi" (energia hidro, energia nucleară, gazele naturale, înlocuirea lignitului cu huilă );

✓ reducerea consumului de combustibil prin îmbunătăţirea managementului în exploatare şi executarea de reparaţii, retehnologizări, reabilitări;

✓ măsuri "primare" şi "secundare" pentru depoluare;

✓ urmărirea sistematică a emisiilor (monitoringul).

## 5. Protecţia apelor

*5.1. Reglementări naţionale:*

- Legea protecţiei mediului nr.137/1995 republicată în anul 2000;
- Legea apelor nr.107/1996 (M.O. nr. 244/08.10.1996);
- Legea nr. 171/1997 pentru aprobarea Planului de amenajare a teritoriului - Sec. II. Ape (M.O. nr. 325/24.11.1997) ;
- HGR nr. 101/1997 pentru aprobarea normelor speciale privind caracteristicile şi mărimea zonelor sanitare protejate (M.O. nr.62/10.04.1997);
- HGR nr. 730/1997 pentru aprobarea Normativului pentru stabilirea limitelor de încărcare cu poluanţi a apelor uzate evacuate în resursele de apă - NTPA-001 (M.O. nr. 327/25.11.1997);
- Ordinul MAPPM nr.699/1999, privind procedura şi competenţele de emitere a acordurilor şi autorizaţiilor de gospodărire a apelor (M.O. nr. 476/01.10.1999);
- Ordinul MAPPM nr. 281/1997, privind procedura de acces la informaţiile asupra gospodăririi apelor (M.O. nr. 100 bis/26.05.1997);
- Ordinul comun al MAPPM nr. 654 din 30.101997, al MLPAT nr. 5029 din 16.09.1997 şi al MS nr. 7190 din 2.09.1997 pentru aprobarea *Normativului privind condiţiile de evacuare a apelor uzate în reţelele de canalizare ale localităţilor* - "NTPA-002" (M.O. nr. 303 bis/06.11.1997);

*5.2 Impactul reglementărilor asupra sectorului energetic:*

- condiţii severe pentru apele uzate evacuate din CTE, necesitând perfecţionarea tehnologiilor şi a monitoringului;
- dificultăţi în evitarea poluării termice a râurilor datorită apelor de răcire evacuate din centrale termoelectrice în perioadele cu debite scăzute ale râurilor;
- greutăţi în asigurarea debitului de servitute în aval de CHE în sezonul secetos;
- eforturi financiare deosebite pentru aplicarea cerinţelor Legii apelor.

## 6. Protecţia solului (managementul deşeurilor)

*6.1. Reglementări naţionale:*

- HGR nr. 155/1999 privind introducerea gestiunii deşeurilor şi a Catalogului European al Deşeurilor (M.O. nr. 118/23.03.1999);
- HGR nr. 173/2000 pentru reglementarea regimului special privind gestiunea şi controlul bifenililor policloruraţi (PCB) şi ale altor compuşi similari (M.O. nr.131/28.03.2000);
- OGR nr. 78/2000 privind regimul deşeurilor (M.O. nr. 283/22.06.2000).

*6.2 Impactul reglementărilor asupra sectorului energetic:*

➢ probleme deosebite cu depozitele de zgură şi cenuşă de la CTE pe cărbune: cantităţi mari de deşeuri datorate conţinutului mare de balast al ligniţilor indigeni utilizaţi şi lipsa unei pieţe de valorificare a zgurii şi cenuşii;

➢ greutăţi în abordarea altor deşeuri (uleiuri uzate, cauciucuri, baterii de acumulatoare etc.), datorită lipsei unui sistem coerent de colectare, depozitare, sortare, reciclare şi valorificare la scara naţională;

➢ dificultăţi de natură tehnică (datorită lipsei unei soluţii de neutralizare a substanţei toxice la scara naţională) şi financiară la gestionarea condensatoarelor electrice cu PCB .

## 7. Controlul poluării industriale şi managementul riscului

*7.1. Reglementări naţionale:*

• Legea protecţiei mediului nr.137/1995, republicată în anul 2000.

• Ordinul Ministrului APPM nr. 462/1993 pentru aprobarea *Condiţiilor tehnice privind protecţia atmosferei* şi a *Normei metodologice privind determinarea emisiilor de poluanţi atmosferici produşi de surse staţionare*;

• Ordinul MAPPM nr.125/1996 pentru aprobarea *Procedurii de reglementare a activităţilor economice şi sociale cu impact asupra mediului înconjurător* (M.O. nr. 73/11.04.1996);

• Ordinul MAPPM nr.184/1997 pentru aprobarea *Procedurii de realizare a bilanţurilor de mediu* (M.O. nr. 303bis/ 06.11.1997);

• STAS 12574/ 1987 - Calitatea aerului din zonele protejate (imisii) ;

• Legea nr. 124/1995 privind apărarea împotriva dezastrelor (M.O. nr. 293/19.12.1995);

• HGR nr. 168/1997 privind regimul produselor şi serviciilor care pot pune în pericol viaţa, sănătatea, securitatea muncii şi protecţia mediului înconjurător (M.O. nr. 168/05.05.1997);

• Ordinul MAPPM nr. 278/1997 privind metodologia cadru pentru prevenirea poluării accidentale (M.O. nr. 100 bis/26.05.1997).

*7.2 Impactul reglementărilor asupra sectorului energetic:*

• eforturi financiare importante pentru introducerea de tehnologii "curate" şi fiabile;

• dificultăţi în asigurarea monitoringului continuu al factorilor de mediu datorită lipsei aparaturii specializate;

• cerinţe de perfecţionare a evaluării riscului de impact de mediu şi acţiuni preventive în consecinţă.

## 8. Schimbările climatice

*8.1. Reglementări naţionale:*

• Legea nr. 84/03.12.1993 pentru aderarea României la Convenţia privind protecţia stratului de ozon (M.O. nr. 292/15.12.1993) ;

• Legea nr. 24/06.05.1994 pentru ratificarea *Convenţiei-cadru a Naţiunilor Unite asupra schimbărilor climatice* - UNFCCC (M.O. nr. 119/12.05.1994);

• HGR nr. 1275/12.11.1996 pentru aprobarea Comisiei Naţionale pentru Schimbări Climatice;

• Ordinul MAPPM nr. 789/18.07.2000 pentru aprobarea "unităţii " pentru proiecte de tip "implementare comună" (JI);

• Legea 3/2001 pentru ratificarea Protocolului de Kyoto (M.O. nr. 8/16.02.2001).

*8.2. Impactul reglementărilor asupra sectorului energetic:*

• necesitatea reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră (în speţă $CO_2$) şi contribuirea la îndeplinirea angajamentului României prin semnarea Protocolului de la Kyoto/1997 (nivelul emisiilor în perioada 2008-2012 să atingă 92 % din nivelul anului 1989);

• participarea la proiecte de JI cu parteneri din ţările dezvoltate. O experienţă reuşită în acest sens a fost proiectul pilot JI între RENEL/CONEL şi SEP (Olanda) de reducere a emisiilor de $CO_2$ la 12 grupuri din CTE pe cărbune prin perfecţionarea managementului exploatării, desfăşurat între anii 1997-2000;

• participarea la elaborarea Comunicărilor Naţionale la Convenţia UNFCCC [5].

## 9. Sistemul de management de mediu (SMM)

*9.1. Reglementări naţionale:*

• SR EN ISO 14001 - Sisteme de management de mediu (SMM). Specificaţii şi ghid de utilizare;

• SR EN ISO 14004-SMM - Linii directoare generale pe principii, sisteme şi tehnici suport;

• SR EN ISO 14010 - Linii directoare pentru auditul de mediu. Principii generale;

• SR EN ISO 14011 - Linii directoare pentru auditul de mediu. Proceduri de audit. Auditul SMM.

• SR EN ISO 14012 - Linii directoare pentru auditul de mediu. Criterii de calificare pentru auditorii de mediu.

*9.2. Impactul reglementărilor asupra sectorului energetic:*

⇒ eforturi tehnice, organizatorice şi financiare importante pentru implementarea SMM. Acţiunea a început în cadrul sectorului, dar trebuie acţionat în continuare [6];

⇒ necesitatea apariţiei unor organisme naţionale de certificare a SMM.

## Concluzii

❖ Procesul de armonizare a legislaţiei naţionale de mediu cu cea a UE se află în plină desfăşurare.

❖ Majoritatea reglementărilor de mediu ale UE au impact asupra sectorului energiei electrice, principalul răspuns la cerinţele ecologice tot mai severe fiind creşterea eficienţei energetice.

❖ Principalele bariere ce stau în calea aplicării acestor reglementări, şi se regăsesc la diverse cote în toate ţările candidate, sunt: lipsa fondurilor necesare respectării normelor mult mai severe în raport cu cele existente şi insuficientul transfer de tehnologie şi de "know-how" între ţările dezvoltate şi cele care se îndreaptă către economia de piaţă.

**BIBLIOGRAFIE**


[1] Echizli, E-A., Maier, A-D., Ţuţuianu, O., Voronca M-M. *Progress Report of Romania on Environmental Legislation.* EURELECTRIC/TAIEX Workshop on the Impact of EC Environment Legislation on the Electricity Sector of Candidate Countries, Brussels, November 30th-December1st, 2000.

[2] Ţuţuianu, O. *Impactul legislaţiei de protecţie a mediului asupra sectorului energetic.* În : Energetica, nr. 3, seria B, mai-iunie 1996, p.134-138

[3] Ţuţuianu, O., Anghel, M., Echizli, E-A. *Preocupări ale RENEL pentru aducerea la îndeplinire a convenţiilor internaţionale privind mediul înconjurător.* În: Utilizarea eficientă a energiei, nr. 23(1)/1996, p.28-33.

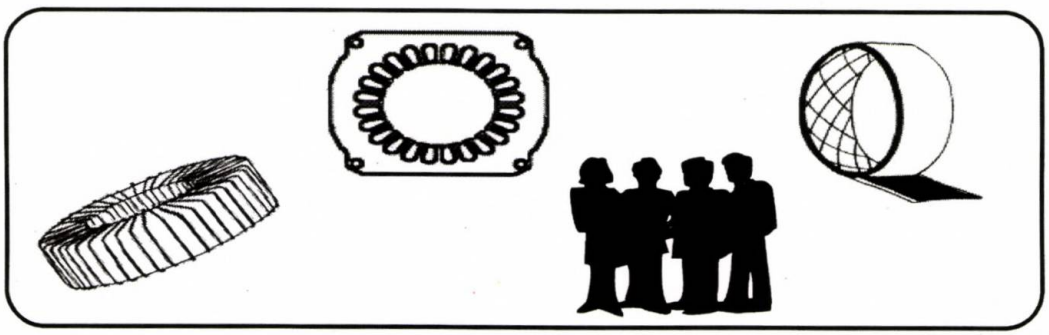
[4] * * * *Ghidul privind aproximarea legislaţiei de mediu a Uniunii Europene.* Comisia Comunităţii Europene. Traducere în limba română, ianuarie 1998.

[5] * * * *2nd National Communication to the United Nations Framework Convention on Climate Change.* Romania, Ministry of Waters, Forests and Environmental Protection, Bucharest, April, 1998.

[6] Ţuţuianu, O. *"Puncte tari" şi "puncte slabe" în implementarea sistemului de management de mediu la CONEL.* În: Producerea, transportul şi distribuţia energiei electrice şi termice, nr. 8-9/aug.-sep. 2000, p. 44-49.


BUDAPESTI MŰSZAKI ÉS GAZDASÁGTUDOMÁNYI EGYETEM Országos Műszaki Információs Központ és Könyvtár 2001

# EXHIBITION



# CONFERENCE

## Coil Winding, Insulation & Electrical Manufacturing 2001

**June 26 - 27 - 28**
**Messe Berlin, Germany**

**FREE**
**Admission Ticket**
**Register Today**

Tel: +44 (0) 1202 380661 Fax: +44 (0) 1202 736018
e-mail: coilwind@bournemouth-net.co.uk
www.coilwindingexpo.com

# CWIEME 2001

Send for 'free' copy of Coil Winding & Insulation Buyer's Guide

# A N U N Ț

ASOCIAȚIA ȘTIINȚIFICĂ ȘI TEHNICĂ A ENERGETICIENILOR DIN ROMÂNIA - ASTER "ENERGETICA", DECERNEAZĂ, PE BAZĂ DE CONCURS, ÎN ANUL 2001 PREMIUL "PAUL DIMO".
CONFORM REGULAMENTULUI, ACEST PREMIU SE ACORDĂ TINERILOR SPECIALIȘTI PENTRU LUCRĂRI ȘTIINȚIFICE PUBLICATE, ALE CĂROR SUBIECTE PRIVESC REALIZAREA ȘI FUNCȚIONAREA SISTEMELOR ELECTROENERGETICE.

PENTRU ÎNSCRIERE LA CONCURS SE VA DEPUNE PÂNĂ LA 1 AUGUST 2001 LA SECRETARIATUL ASTER DIN BUCUREȘTI, Bd. ENERGETICIENILOR Nr. 8, SECTOR 3, O DOCUMENTAȚIE CARE VA CUPRINDE O CERERE DE ÎNSCRIERE, LUCRAREA PROPUSĂ SPRE PREMIERE (IN EXTENSO), CURRICULUM VITAE AL AUTORILOR ȘI O LISTĂ A LUCRĂRILOR PUBLICATE DE ACEȘTIA.
LA CONCURS POT PARTICIPA TINERI SPECIALIȘTI, AUTORI DE LUCRĂRI, CARE VOR AVEA VÂRSTA DE CEL MULT 35 DE ANI ÎMPLINIȚI PÂNĂ LA FINELE ANULUI 2001.

*

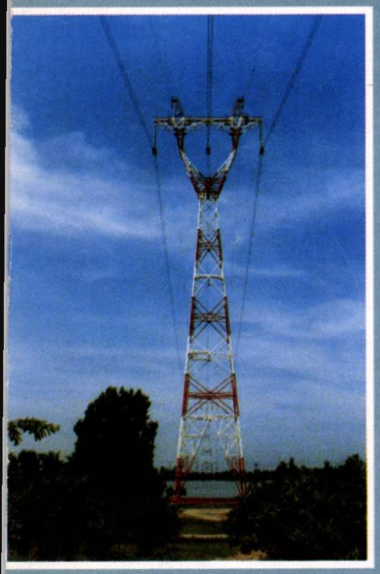
Regulamentul de acordare a premiului poate fi consultat la sediul asociației.

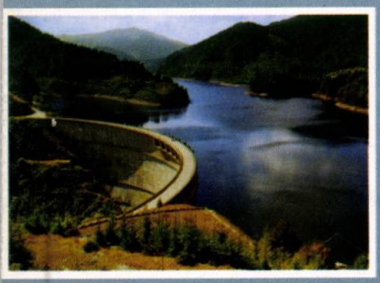
Informații suplimentare pot fi obținute de la:
Dl dr. ing. Marius POMÂRLEANU - Tel: (01) 321 69 66/154
Dna ing. Norica SĂNDULESCU - Tel: (01) 322 06 92

lunie 2001

E 2039. FF
8 000001 296855

# Energetica





## Număr special

## "Funcționarea și dezvoltarea centralelor electrice în condițiile pieței energiei"

- piața energiei electrice
- programarea unităților dispecerizabile
- centrale electrice cu huilă
- protecția mediului
- finanțarea proiectelor energetice
- receptoare dezechilibrate în rețeaua electrică

**ASTER**
Asociația Științifică și Tehnică a Energeticienilor din România

# CODUL DE COMPORTARE ETICĂ ȘI PROFESIONALĂ A MEMBRILOR ASOCIAȚIEI

În conformitate cu prevederile statutului, asociația asigură cooperarea membrilor săi în scopul optimizării funcționării instalațiilor energetice la producător și la consumator, al promovării progresului tehnic în dezvoltarea acestora și al micșorării impactului asupra mediului înconjurător.
De asemenea, asociația își propune să centralizeze, să arhiveze și să țină la zi documentele privind introducerea și dezvoltarea energeticii în România, elaborând lucrări documentare în domeniu.

*Cap. I. Condiții pentru a deveni membru al asociației*

Pot deveni membri ai asociației, persoane fizice sau entități cu personalitate juridică, având preocupări în domeniul energetic, inclusiv domeniile conexe.

**A**. Pentru membri persoane fizice admiterea se face funcție de pregătirea profesională și de experiență, ținând cont de prevederile prezentului cod.
Activitatea membrilor asociației trebuie să se caracterizeze prin competență, profesionalism, creativitate, cinste, responsabilitate și patriotism.
Membrul asociației va acționa pentru a dobândi un grad înalt de stăpânire a profesiei aplicând principiile deontologiei inginerești astfel:

**1**. Desfășurarea activității profesionale la nivelul calitativ cel mai înalt cu responsabilitate și cinste față de firmă și client.
**2**. Comportarea de natură să contribuie la creșterea prestigiului de inginer, prin:
- devotament față de profesiunea aleasă;
- efort personal de îmbunătățire continuă a propriilor cunoștințe și deprinderi;
- instruirea și perfecționarea profesională și asigurarea condițiilor pentru creșterea experienței persoanelor subordonate;
- promovarea spiritului de echipă, curajului opiniilor, încrederii și respectului reciproc;
- păstrarea echilibrului între dorința de afirmare și modestia care trebuie să-l caracterizeze;
- toleranța și atenția pentru a nu fi corupt.

**3**. Abordarea sistemică a problemelor inginerești, strâns împletită cu acordarea importanței cuvenite aspectelor ecologice, sociale și economice, în rezolvarea acestora.
**4**. Realizarea numai a acelor sarcini sau lucrări pentru care are competența necesară prin instruire, perfecționare și experiență.
**5**. Apelul la sfatul și experiența altor specialiști, ori de câte ori interesele firmei sau clientului vor fi mai bine servite în acest mod.
**6**. Implicarea permanentă în procesul de formare și specializare, promovarea schimbului de informații și experiență cu alți ingineri, cu specialiști cu alte profesii, cu studenți și cu publicul. Acordarea de ajutor tinerilor.
**7**. Evitarea oricărei concurențe neloiale cu alți ingineri prin publicitate defăimătoare, exploatarea financiară a poziției sale sau a poziției unui subordonat, exercitarea de presiuni sau influențe pentru obținerea de avantaje nemeritate;
**8**. Recunoașterea realizărilor profesionale ale altor persoane sau firme.
**9**. Obținerea unui nivel înalt de încredere din partea clienților, prin:
- furnizarea de informații tehnice corecte, verificabile și comparabile pe plan internațional;
- promovarea și utilizarea metodelor și tehnicilor de asigurare a calității;
- sfatul tehnic, economic și ecologic corect asupra soluției de realizare a problemei solicitate;
- refuzul preluării de lucrări sau sarcini care nu sunt corecte din punct de vedere tehnic, economic sau legal și care, în mod evident, pot prejudicia interesele și viitorul țării.

**10**. Respectarea drepturilor și intereselor de proprietate intelectuală ale altor persoane sau firme, inclusiv menționarea surselor de informare cu citarea exactă a bibliografiei.
**11**. Acordarea respectului cuvenit personalităților pentru aportul adus sectorului energetic.

*Continuare pe coperta 3*

BUDAPESTI MŰSZAKI Információs Központ és Könyvtár Országos Műszaki Információs Központ és Könyvtár 2001

# ENERGETICA e®

REVISTA DE SPECIALITATE A ENERGETICIENILOR DIN ROMÂNIA

ISSN: 1220 - 5133

ANUL 49 Nr. 6 IUNIE 2001

Revista ENERGETICA a fost înfiinţată în anul 1953, continuînd tradiţia vechilor publicaţii inginereşti care au avut preocupări în domeniul energiei ca, de exemplu:

- Diaru pentru vulgarizarea ştiinţelor naturale şi fizice (1870 - 1882);
- Buletinul Societăţii Politehnice (1887 - 1944);
- Buletinul Asociaţiei Generale a Inginerilor din România – AGIR (1919 - 1946);
- ENERGIA, editată de ing. Dumitru Leonida (1921);
- Buletinul Asociaţiei Producătorilor şi Distribuitorilor de Energie Electrică - APDE (1932 - 1944);
- Buletinul Institutului Român de Energie - IRE (1933 - 1944).

Începînd cu data de 01.08.1999 revista Energetica este editată de Asociaţia Ştiinţifică şi Tehnică a Energeticienilor din România "ENERGETICA", înfiinţată ca organizaţie profesională, neguvernamentală, nonprofit.

Organul suprem de conducere al Asociaţiei este Adunarea Generală, care a delegat pentru administrare un Consiliu Director compus din: Eugeniu PAVEL – preşedinte, Jean CONSTANTINESCU- vicepreşedinte, Ion CONECINI – secretar general, Vasile RUGINĂ – trezorier, Virgil MUŞATESCU, Dumitru Cezar IONESCU, Nicolae NICULESCU, Stelian OPRESCU, Dan GHEORGHIU – membri.

În cadrul Asociaţiei funcţionează Colegiul revistei Energetica, împuternicit de Consiliul Director prin Hotărîrea nr. 1/01.01.2001, să coordoneze activitatea ştiinţifică şi de editare a revistei şi a publicaţiilor satelite.

**COLEGIUL REVISTEI ENERGETICA**

**Preşedinte:** dr. ing. Eugeniu PAVEL

**Membri:** ing. Hermina ALBERT; prof. dr. ing. Florin ALEXE; prof. dr. ing. Victor ATHANASOVICI; prof. dr. ing. Adrian BADEA; prof. dr. ing. Cornel BIANCHI; dr. ing. Iosif Constantin BILEGAN; ing. Mircea CÂRDU; prof. dr. ing. Mircea CHINDRIŞ; dr. ing. Ion CONECINI; dr. ing. Jean CONSTANTINESCU; prof. dr. ing. Dorin CRISTESCU; prof. dr. ing. Nicolae DĂNILĂ; prof. dr. ing. Mircea EREMIA; dr. ing. Ioan GANEA; ing. Dan GHEORGHIU; dr. ing. Miron Laurenţiu GOIA; prof. dr. ing. Nicolae GOLOVANOV; prof. dr. ing. Basarab Dan GUZUN; prof. dr. ing. Sorin HURDUBEŢIU; prof. dr. ing. Dumitru Cezar IONESCU; prof. dr. ing. Dumitru IVAS; dr. ing. Lucian LEFTER; dr. ing. Gheorghe LUCA; dr. ing. Ion LUNGU, prof. dr. ing. Virgil MAIER; prof. dr. ing. Magdalena MATEI; dr. ing. Andrei Călin MIHĂILEANU; ing. Cornel MOŢIU; conf. dr. ing. Virgil MUŞATESCU; prof. dr. ing. Constantin NEAGA; prof. dr. ing. Mircea NEMEŞ; ing. Nicolae NICULESCU; prof. dr. ing. Valeriu NISTREANU; ing. Radu OPINCARU; ing. Stelian OPRESCU; ing. Cornel PÂSLARU; prof. dr. ing. Alexandru POEATĂ; dr. ing. Marius POMÂRLEANU; prof. dr. ing. Florin POP; dr. ing. Teodor POPA, dr. ing. Badea POPA; dr. ing. Anca POPESCU; ing. Miron POPESCU; prof. dr. ing. Petre POSTOLACHE; prof. dr. ing. Ilie PRISECARU; ing. Constantin RADU; ing. Radu REGMAN; dr. ing. Gabriel ROMAŞCU; ing. Anton ROŞU; ing. Costin Liviu RUCĂREANU; dr. ing. Vasile RUGINĂ; ing. Norica SĂNDULESCU; ing. Alexandru SĂNDULESCU; ing. Emilian SIMIAN; ing. Mihaela STIOPOL; ing. Cristian ŢÂNŢĂREANU; ing. Ovidiu ŢUŢUIANU; ing. Anton VLĂDESCU; ing. Gheorghe VOICU

Conducerea tehnico-ştiinţifică a revistei Energetica se asigură de către Biroul de redacţie pe baza Regulamentului de funcţionare al revistei Energetica.

**BIROUL DE REDACŢIE*:** dr. ing. Eugeniu PAVEL – preşedinte; ing. Anton ROŞU - redactor-şef; prof. dr. ing. Dumitru Cezar IONESCU – redactor-şef adjunct; prof. dr. ing. Nicolae GOLOVANOV– redactor-şef adjunct; ing. Norica SĂNDULESCU – secretar de redacţie; dr. ing. Ion CONECINI; dr. ing. Ioan GANEA; dr. ing. Lucian LEFTER; dr. ing. Ion LUNGU; conf. dr. ing. Virgil MUŞATESCU; ing. Nicolae NICULESCU; ing. Radu OPINCARU; dr. ing. Anca POPESCU

* Componenţa aprobată prin hotărîrea Consiliului Director din 31.08.2000

**Redactor:** Ana Maria CHIVU
tel/fax.: 3220692; tel. 3216966/213

©Toate drepturile asupra acestei publicaţii sunt rezervate Asociaţiei Ştiinţifice şi Tehnice a Energeticienilor din România "ENERGETICA". Orice reproducere, integrală sau parţială, prin indiferent ce mijloace, a materialelor apărute în paginile publicaţiei se poate face numai cu aprobarea Asociaţiei. Sunt autorizate numai citările incluse în lucrări ştiinţifice sau în alte volume, cu precizarea sursei. Opiniile exprimate în articolele publicate în revistă aparţin autorilor.

*Număr special "Funcţionarea şi dezvoltarea centralelor electrice în condiţiile pieţei de energie"*

## CUPRINS

Ovidiu POP, Vasile CHIOSA: **Masa rotundă "Funcţionarea şi dezvoltarea centralelor electrice în condiţiile pieţei de energie"** 239

Maria MÂNICUŢĂ, Lusine CARACAŞIAN, Radu REGMAN: **Apariţia de noi participanţi pe piaţa energiei electrice din România în condiţiile actualului cadru de reglementare** 240

Victor IONESCU: **Principiile programării funcţionării unităţilor dispecerizabile** 244

Ovidiu POP, Radu OPINCARU, George STĂNESCU: **Implicaţii ale funcţionării pieţei angro de energie electrică din România asupra S.C. Termoelectrica S.A.** 249

Victor VAIDA: **Perspectiva funcţionării centralelor electrice pe huilă în condiţiile pieţei energiei** 253

Nicolae PĂUNESCU, Nicolae OPRIŞ, Cristina MÂNDRICAN: **S.C. Hidroelectrica S.A., element catalizator al pieţei de energie din România** 258

David ŞTEFAN: **Măsuri pentru reducerea costurilor şi protecţia mediului propuse de Sucursala Electrocentrale Mureş în condiţiile economiei de piaţă a energiei** 262

Radu STOENESCU, Carmencita CONSTANTIN, Marian DOBRIN, Veronica PETRI: **Finanţarea proiectelor energetice şi rolul activităţii de consultanţă în obţinerea finanţării proiectelor** 265

Horia BOGDAN, Victor TEODOROIU, Mihaela POPESCU: **Acordarea licenţelor de exploatare comercială în sectorul energiei electrice şi termice - instrument favorabil unei dezvoltări sustenabile a sectorului** 269

Mircea CHINDRIŞ, Andrei CZIKER, Silviu ŞTEFĂNESCU: **Studiul performanţelor unor sisteme de echilibrare a receptoarelor bifazate de putere** 273

**MANIFESTĂRI TEHNICO-ŞTIINŢIFICE**

Nicolae GOLOVANOV: **Sectorul energiei electrice din România la începutul secolului XXI – Opinia grupurilor de interese (dezbatere organizată de CNR al CME)** 243

Cristian ŢÂNŢĂREANU, Roxana FUNDUCA : **Seminar privind promovarea prin mass-media de informaţii în domeniul surselor energetice regenerabile** 272

**DIN ENERGETICA MONDIALĂ** 278

**RECENZIE** 279

*

*Supliment* RELANSIN * *Proiecte CDI în energie:*

Marilena UNGUREANU, Ioana ROMAN, Doru HÂRŞAN: **Perturbaţii de înaltă şi joasă frecvenţă produse de instalaţiile electroenergetice asupra mediului înconjurător**

Aurelia BOLMA, Agnes ŞERBĂNESCU: **Implicaţiile impurificatorilor chimici anorganici şi organici asupra principalelor componente ale grupului energetic: sistemul vaporizator, supraîncălzitor şi turbină**

CONTENTS


Ovidiu POP,Vasile CHIOSA: Round table "*Operation and development of power plants in the energy*"
Energetica * 49 * 2001* Nr. 6, p. 239

Maria MÂNICUTĂ, Lusine CARACAŞIAN, Radu REGMAN: **New participants in the electricity market in Romania under the existing regulatory framework conditions**

The development of the secondary legislative framework on the basis of the Government Emergency Ordinance No. 63/1998 initiated the liberalization process in the electricity and heat sector.

The paper aims at presenting the existing regulatory framework enabling the free access of generators and suppliers to the electricity and heat markets, as well as their becoming actors in these markets.
Energetica * 49 * 2001* Nr. 6, p. 240

Victor IONESCU: **The progamming principles of the dispatchable units operation**

The reforming process in electric sector can't be seen like a goal itself, it is more like an instrument for improvemenr of economic performance, using the competition and an efficient regulated background. The competition was possible because were liberated the electric sectors that were appropriate to competition, such as generation and distribution sector. The natural monopoly activities were regulated using the principe that the grid operators must provide the public service for connection, transport and distribution of electricity for all the market participants.

The market of contracts with fixed prices and quantities is working in parallel with the market of bilateral contracts and the sport market. The spot market operated in the previous period only for the compensation of the differences between contracts. The maturity of spot market brings the optimization of the operation of the national power system, taking into account the permanent balancing of the demand and the offers.

The scheduling of dispatching units represents an assemblage of activities. For these activities the participants could be the generators, the suppliers, the Transmission Operator, the System Operator and the Market Operator. The scheduling takes into account the interests of all the participants and respects the concurencial principle and the constraints of the system.
Energetica * 49 * 2001* Nr. 6, p. 244

Ovidiu POP, Radu OPINCARU, George STĂNESCU: **Consequences of the Romanian wholesale electricity market operation for "Termoelectrica" S.A. Company**

The process of the energy system units restructuring has been carried out to help organizing the wholesale electricity market.

The experience gained in operation on the basis of the regulations developed by the Electricity and Heat Regulatory Authority has underlined a series of malfunctions with a negative economic impact on "Termoelectrica" S.A. Company's activity.

The paper underlines certain aspects in the above mentioned regulations that should be corrected.
Energetica * 49 * 2001* Nr. 6, p. 249

Victor VAIDA: **Prospects of power plants running on hard coal in the energy market conditions**

The present paper considers the operational perspectives of hard coal fired power plants under the circumstances of future Romanian and European energy market.

The rehabilitation and modernisation of 210 MW power generating units at Deva Thermal Power Plant and of the 150 MW unit at Paroseni facilitates competitive generation costs and electricity prices as well as future compliance with the latest environmental standards.
Energetica * 49 * 2001* Nr. 6, p. 253

Nicolae PĂUNESCU, Nicolae OPRIŞ, Cristina MÂNDRICAN: **"Hidroelectrica" Company – the catalyst of the Romanian energy market**

Depending on the hydrological conditions which are difficult to forecast at present, "Hidroelectrica" S.A. Company should find solutions to ensure the economic performances resulting in its success in the internal and external electricity markets.

Participation in such markets presupposes technical performances at the level of European standards.
Energetica * 49 * 2001* Nr. 6, p. 258

David ŞTEFAN: **Cost-diminishing and environmental protection measures proposed by the "Mures" Electricity Subsidiary in the conditions of energy market economy**

The paper presents one of the issues the condensation thermoelectric power plants have to solve during the warm seasons when their operation is hindered by the high temperature of the cooling water. The water discharged from the power plants may cause environmental damages due to river thermal pollution.
Energetica * 49 * 2001* Nr. 6, p. 262

Radu STOENESCU, Carmencita CONSTANTIN, Marian DOBRIN, Viorica PETRI: **Energy projects financing and the role of consultancy in obtaining project financing**

The projects developed in the energy sector are complex objectives requiring high investment funds and a high recovery risk. The funds are usually allocated on medium and long terms.

The design, development and implementation of the energy projects represent an iterative process calling for the optimization of both the technical and financial aspects.

The role of consultancy is therefore to support the Project Company (the company that proposes and promotes the project to obtain financing which is involved and interested in its development) in completing the project in agreement with the established schedule (timetable), observing the estimated budget and quality conditions.

The project financing is a complex process.

Usually, financial guarantees and /or collaterals cannot be offered by the credited party and the financing party should look for guarantees based on the solid project design.

It is also necessary to be advised on the relationships between the parties participating in the project design, on the project documents development, as well as the project sensitive parts (weaknesses, strengths, etc.) from the project financing point of view.
Energetica * 49 * 2001* Nr. 6, p. 265

Horia BOGDAN, Victor TEODOROIU, Mihaela POPESCU: **Commercial operation license issuing in the electricity and thermal power sector – an instrument favouring the sustainable sector development**

The paper presents the legal framework concerning the electricity and heat sector restructuring, respectively the implementation of the national electricity market and the local heat markets. The Romanian Electricity and Heat Regulatory Authority (ANRE), established within the process, has the competence to issue the necessary secondary legislation in order to implement principles related to the free access on the market and the protection of market participants interest under conditions of competition. The paper focuses on the licences granting process, the licences being legal documents that companies need in order to perform commercial activities in the energy sector.
Energetica * 49 * 2001* Nr. 6, p. 269

Mircea CHINDRIŞ, Andrei CZIKER, Silviu ŞTEFĂNESCU: **Study of certain balancing systems for two-phase power receivers (consumers)**

The low voltage electric networks non-symmetrical regime limiting has a great importance both for improving the quality of electricity supplied to consumers (line symmetrization) and diminishing their own technological consumption within the consumers' or suppliers' (current symmetrization) networks.

One of the currently utilized methods to achieve this goal is the balancing of loads in the connection points through the supplementary mounting of entirely reactive elements.

The paper aims at studying the performances of these symmetrization solutions ensuring the turning of the two-phase power receivers into three-phase balanced ones; the paper also presents the calculation of the symmetrization elements and overall performances of the balanced system in case the characteristic parameters of the two-phase consumer or the symmetrization elements are modified.
Energetica * 49 * 2001* Nr. 6, p. 273

**TECHNICAL AND SCIENTIFIC EVENTS** 243, 272

**ENERGY WORLD WIDE** 278

**REVIEW** 279

BUDAPESTI MŰSZAKI ÉS GAZDASÁGTUDOMÁNYI EGYETEM Műszaki Információs Központ és Könyvtár Országos 2001

# Masa rotundă "Funcţionarea şi dezvoltarea centralelor electrice în condiţiile pieţei de energie"

- Prezentare -

*Tema mesei rotunde organizate de revista Energetica în ziua de 19 aprilie 2001, a trezit interesul specialiştilor din S.C. Termoelectrica S.A., S.C. Hidroelectrica S.A., C.N. Transelectrica S.A., S.C. Electrica S.A., A.N.R.E., I.S.P.E., S.C. I.C.P.E.T-Cercetare S.A., S.C. ICEMENERG S.A., S.C. ICEMENERG-Service S.A., fiind de actualitate şi de mare importanţă pentru România, atât pentru perioada de tranziţie spre economia de piaţă, cât, mai ales, pentru strategia pe termen scurt şi mediu, ce trebuie aplicată în domeniul energetic.*

*Schimbările sectorului energetic european sunt complexe, dar aplicarea principiului de subsidiaritate lasă fiecărui stat libertatea de a-şi organiza sectorul în funcţie de propriile obiective naţionale. Organizarea sectorului energiei electrice este foarte diferită în ţările europene, iar gradul de deschidere a pieţei diferă de la o ţară la alta.*

*Restructurarea sectorului energiei electrice şi termice în România este necesară pentru creşterea performanţelor sistemului, naşterea concurenţei pe piaţa de energie, minimizarea costurilor şi face parte din strategia programelor de guvernare pentru aderare la structurile Uniunii Europene.*

*Soluţiile tehnico-economice optime se pot obţine numai luând în calcul interesul naţional, cu aplicare în plan regional şi local, în funcţie de necesităţile pe termen scurt şi mediu, cu previziuni pe termen lung, printr-o largă consultare a specialiştilor în domeniu. Variantele de soluţii trebuie transmise la factorii de decizie, pentru a lua cea mai bună hotărâre de restructurare a sectorului şi pentru crearea pieţei de energie.*

*La masa rotundă au participat 32 de specialişti şi au fost discutate opt lucrări. Principalele probleme prezentate, dezbătute şi comentate s-au referit la:*

- *apariţia de noi participanţi pe piaţa energiei electrice ;*
- *acordarea de licenţe de exploatare comercială în sectorul energiei electrice şi termice ;*
- *finanţarea proiectelor energetice şi rolul activităţii de consultanţă în obţinerea finanţării ;*
- *perspectiva funcţionării centralelor electrice pe huilă în condiţiile pieţei energiei ;*
- *principiile programării funcţionării unităţilor dispecerizabile din S.C. Termoelectrica S.A. ;*
- *implicaţiile funcţionării pieţei angro de energie electrică din România asupra S.C. Termoelectrica S.A. ;*
- *S.C. Hidroelectrica S.A. - element catalizator al pieţei de energie din România.*

*Lucrările sunt publicate în numărul de faţă al revistei ENERGETICA.*

*Din lucrările prezentate şi dezbaterile pe această temă au reieşit următoarele concluzii :*

*1. Este necesar ca A.N.R.E., împreună cu participanţii la reţea (producători, transportatori, distribuitori, furnizori şi consumatori) să prezinte un raport din care să rezulte succesele şi insuccesele, satisfacţiile şi greutăţile întâmpinate de la apariţia sa şi până în prezent, precum şi propuneri privind armonizarea relaţiilor între participanţii la reţea.*

*2. La elaborarea reglementărilor în domeniul energiei este necesar să se ţină seama de condiţiile existente, de evoluţia pieţei şi de posibilităţile de a realiza prevederile reglementărilor de către participanţii la reţea, în etapa actuală. Unele reglementări trebuie revizuite periodic, în funcţie de evoluţia fenomenelor la scara economiei naţionale şi în consens cu directivele Uniunii Europene în domeniul energiei.*

*3. Pentru stabilirea cât mai corectă a preţului energiei este necesar să se ţină cont de costurile de producţie, justificate tehnico-economic, şi de rata inflaţiei. Este normal să se facă o deosebire între costul real şi preţul de vânzare impus din considerente politice şi sociale.*

*4. Toţi ofertanţii trebuie să aprofundeze tehnicile şi procedurile de ofertare, apărându-şi interesele şi diminuând suspiciunile privind programarea funcţionării SEN.*

*5. Promovarea şi respectarea cerinţelor pentru serviciile de sistem, prin contracte bilaterale anuale între participanţii la reţea.*

*6. Având în vedere nivelul înalt de competenţă profesională a institutelor de studii, cercetări şi proiectări din ţară în domeniul energetic este justificată alegerea firmelor de consultanţă pentru proiectele de investiţii şi reabilitări dintre firmele româneşti de prestigiu.*

*7. Se recomandă revistei Energetica să prezinte în fiecare număr idei şi propuneri ale specialiştilor referitoare la perfecţionarea continuă a funcţionării SEN, în condiţii tehnice şi economice optime, cu un grad ridicat al calităţii şi siguranţei în funcţionare. Ideile şi propunerile să fie aduse la cunoştinţa factorului politic cu putere de decizie.*

**Moderatori,**
**ing. Ovidiu POP, ing. Vasile CHIOSA**

# Apariţia de noi participanţi pe piaţa energiei în România în condiţiile actualului cadru de reglementare

ing. Maria MÂNICUŢĂ*,
ing. Lusine CARACAŞIAN*,
ing. Radu REGMAN*

*Dezvoltarea cadrului legislativ secundar pornind de la prevederile OUG 63/1998 a permis iniţierea procesului de liberalizare a sectorului energiei electrice şi termice. Lucrarea îşi propune să prezinte cadrul de reglementare existent în vederea deschiderii accesului producătorilor şi furnizorilor pe pieţele de energie electrică şi termică, precum şi posibilităţile acestora de a deveni jucători activi pe aceste pieţe.*

Descriptori: reglementare, piaţă de energie, licenţe

## Introducere

Un mediu stabil, consistent şi predictibil, din punct de vedere legisativ şi reglementar, reprezintă condiţia de bază a atragerii investiţiilor în sectorul energiei electrice şi termice, asociată cu menţinerea unor preţuri suportabile la consumatori.

Acordarea de autorizaţii şi licenţe reprezintă una din pârghiile importante de reglementare ale sectorului, condiţiile impuse prin aceste documente participanţilor la piaţă asigurând climatul concurenţial necesar desfăşurării activităţilor de producere, transport, distribuţie, furnizare şi dispecerizare.

## Elemente de legislaţie primară

Începând cu luna februarie 1999, în baza Directivei UE 92/96 orice producător poate construi şi exploata o centrală electrică, oriunde pe teritoriul Comunităţii Europene, în urma unui proces de autorizare sau a unei licitaţii. Prevederile Directivei permit, pe baza principiului subsidiarităţii, ca fiecare ţară să aleagă una din cele două proceduri menţionate anterior. Marea majoritate a ţărilor europene a ales sistemul de autorizare, caracterizat ca fiind un mecanism mai eficient şi mult mai transparent decât cel al licitaţiei, în asigurarea accesului producătorilor pe piaţă.

În conformitate cu prevederile OUG 63/1998, România a optat şi ea pentru sistemul de autorizare şi licenţe.

Dacă autorizaţia constituie un act cu caracter tehnic şi juridic prin care se acordă permisiunea de a construi, a pune şi menţine în funcţiune sau a modifica o instalaţie de producere, transport, dispecerizare şi distribuţie a energiei electrice şi/sau termice, licenţa constituie o permisiune de exploatare comercială a instalaţiilor autorizate de producere, transport, dispecerizare, distribuţie a energiei electrice şi termice şi/sau de furnizare (comercializare) a energiei electrice sau termice.

Pornind de la prevederile legislative, care arată că Autoritatea Naţională de Reglementare în domeniul Energiei – ANRE este cea care stabileşte regimul de emitere, acordare, suspendare, retragere şi modificare a licenţelor şi a autorizaţiilor, a fost elaborat *Regulamentul pentru acordarea licenţelor şi autorizaţiilor în sectorul energiei electrice şi termice*, aprobat prin HG 567/99. Tipurile de autorizaţii care pot fi emise sunt: autorizaţii de înfiinţare, permise de punere în funcţiune şi autorizaţii de funcţionare pentru obiective energetice cu capacitate mai mare de 10 MWe sau 30 MWt. În baza acestui regulament, capacităţile energetice de producere, transport, dispecerizare şi distribuţie existente, aflate în funcţiune la data intrării în vigoare a regulamentului, se consideră autorizate provizoriu, pe o perioadă maximă de doi ani.

## Constituirea şi funcţionarea pieţelor de energie în România

Noile tehnologii în domeniul producerii, precum şi progresul înregistrat de tehnologiile informatice pe plan mondial au dus la reevaluarea conceptului de structură monopolistă a sectorului. Producerea şi furnizarea energiei electrice şi/ sau termice pot fi supuse, în anumite condiţii şi sub anumite restricţii legate în principal de necesitatea asigurării serviciului public de către ansamblul sectorului, acţiunii regulilor şi legilor comune ale concurenţei. O parte importantă a sectorului, şi anume cea legată de asigurarea serviciilor de reţea (transport, distribuţie), îşi păstrează caracterul de monopol natural, fiind necesară în continuare reglementarea accesului nediscriminatoriu la reţea.

Pornind de la principiile stipulate în legislaţia primară, reglementările în vigoare au avut în vedere dezvoltarea a două pieţe pentru energia electrică: piaţa angro şi piaţa cu amănuntul. În interiorul fiecărei pieţe astfel formate tranzacţiile cu energie se fac, în principal, pe baze contractuale, cerinţele minimale de contract fiind definite în "Contractele-cadru" specifice emise de ANRE.

Piaţa angro de energie electrică funcţionează prin aranjamente comerciale între participanţi (producători-furnizori/consumatori care îşi pot alege furnizorul), având două componente: piaţa contractelor cu preţuri şi cantităţi reglementate,

* Autoritatea Naţională de Reglementare în Domeniul Energiei-ANRE, Bucureşti

reprezentând 85 % din piaţă, care coexistă cu piaţa concurenţială a contractelor bilaterale negociate şi a vânzărilor şi cumpărărilor spot de regularizare a diferenţelor faţă de contracte. În principiu, piaţa angro trebuie să devină o piaţă concurenţială generalizată a contractelor bilaterale între producători/furnizori şi consumatorii finali calificaţi (care îşi pot alege furnizorul) de energie electrică [1].

Piaţa cu amănuntul reglementată este constituită pe baza contractelor de furnizare încheiate între distribuitor/furnizor şi consumatorul captiv.

Orice participant la piaţă, deţinător de licenţă, precum şi consumatorul care îşi poate alege furnizorul este îndreptăţit să aibă acces reglementat la reţelele de transport şi de distribuţie. Conectarea instalaţiilor electrice ale oricărui solicitant la reţelele de transport şi de distribuţie reprezintă un serviciu public obligatoriu, reglementat, pe care trebuie să-l îndeplinească operatorii de reţea. Fac excepţie conectările pentru care tehnologia disponibilă nu permite asigurarea acestui serviciu la costuri rezonabile pentru operatori.

Spre deosebire de caracterul naţional al pieţelor de energie electrică, pieţele de energie termică funcţionează la nivel local. Gradul de concentrare al acestora este în general mare. Ca urmare competiţia pentru asigurarea energiei termice se duce între: alimentarea centralizată cu căldură şi alimentarea locală/distribuită; încălzirea centralizată sau încălzirea individuală. În ultimii ani, sistemele centralizate de alimentare cu căldură resimt, din ce în ce mai acut, concurenţa producerii distribuite cu resursă principală gazul natural.

Achiziţia angro de energie termică este guvernată de contractele de achiziţie între producători şi furnizori, iar desfacerea cu amănuntul se face în baza aranjamentelor contractuale între furnizori şi consumatorii casnici sau industriali.

## Evoluţia cadrului de reglementare pentru liberalizarea pieţelor de energie

Accesul producătorilor, distribuitorilor/furnizori ai pieţei captive, precum şi a furnizorilor independenţi pe oricare din pieţele de energie electrică şi termică se face prin acordarea de licenţe.

Ca urmare activitatea ANRE s-a concentrat spre emiterea licenţelor în sector, în perioada august 1999-decembrie 2000 fiind acordate peste 160 de licenţe pentru energie electrică şi termică.

Prin condiţiile impuse de licenţă, reglementatorul aplică în practică strategia energetică a Guvernului. Licenţa poate fi înţeleasă ca un contract încheiat între Guvern, prin intermediul autorităţii independente de reglementare, şi agentul economic. De regulă, durata de valabilitate a unei licenţe trebuie să fie de câţiva ani, astfel încât deţinătorul de licenţă să-şi poată defini poziţia optimă pe piaţă, iar necesităţile de modificare a licenţei să fie minime, asigurând cadrul de stabilitate necesar.

Condiţiile de acordare a licenţelor precizează aspecte referitoare la:

- parametrii de calitate ai activităţii ce urmează a se desfăşura;
- condiţiile tehnice ce urmează a fi respectate de agentul economic deţinător al licenţei;
- separarea financiară şi contabilă a activităţii pentru care agentul economic primeşte licenţă de restul activităţilor desfăşurate de acesta;
- subvenţionarea încrucişată, care este interzisă;
- prevenirea integrării pe verticală a activităţilor;
- constituirea de garanţii financiare;
- monitorizarea activităţii de către reglementator şi obligaţiile agentului economic referitoare la acest aspect.

Din categoria agenţilor economici titulari de licenţă de producere de energie electrică fac parte atât producători deţinători de portofolii de centrale electrice (cum ar fi S.C. Termoelectrica S.A. sau S.C. Hidroelectrica S.A.), cât şi producători independenţi (S.C. CET Govora S.A., S.C. CET Brăila S.A.) şi autoproducători (S.C. Sofert S.A., S.C. UPSOM S.A. Ocna Mureş).

De regulă, titularul unei licenţe de producere poate desfăşura activităţi de distribuţie şi furnizare a energiei electrice (direct sau prin intermediul unor întreprinderi afiliate sau societăţi asociate), cu obligaţia de a nu desfăşura simultan, în aceeaşi arie geografică, activităţi de distribuţie şi de furnizare, care să necesite acordarea unei licenţe de distribuţie, respectiv de furnizare a energiei electrice.

Particularitatea licenţelor de transport şi distribuţie constă în obligativitatea titularului de a asigura accesul nediscriminatoriu la reţelele de transport, respectiv de distribuţie. Accesul fizic la reţele este reglementat prin Codurile tehnice ale reţelelor de transport, respectiv de distribuţie.

O condiţie pentru existenţa unei pieţe cu caracter competitiv la producere şi furnizare, considerată în general cheia micşorării semnificative a costurilor finale, o constituie existenţa mai multor actori în acest subsector.

Segmentul aproximativ de piaţă ocupat de fiecare din producătorii actuali de energie electrică, în calitate de furnizori, este următorul:

- S.C. Termoelectrica S.A.–58 %;
- S.C. Hidroelectrica S.A.–28 %;
- S.N. Nuclearelectrica S.A.–11 %;
- alţi producători - 3 %.

Structura actuală a sectorului de producere reflectă un grad ridicat de concentrare a pieţei. Indexul Hirschman-Herfindahl (HHI), măsură a acestui grad de concentrare, poate lua valori între 0 şi 10000 [2]. O valoare apropiată de 0 presupune o piaţă perfect concurenţială, iar valoarea de 10000 caracterizează un monopol perfect. HHI se situează în prezent, în România, în jurul valorii de 4400, ceea ce presupune

un număr de 2,3 societăţi echivalente la nivel naţional (10000/HHI). Un optim al acestui index pentru România este de 1500-2500, ceea ce ar corespunde unui număr de 4-6 producători/furnizori, cu cote de piaţă cât mai apropiate, în cazul producătorilor cu structură de producere cât mai diversificată. O importanţă deosebită în generalizarea concurenţei o are şi structura de proprietate.

Un producător de energie, inclusiv producător independent, are, pe termen mediu, următoarele posibilităţi de tranzacţionare a energiei electrice produse:

1 - prin contract de portofoliu cu cantităţi şi preţuri garantate, încheiat cu furnizorul(ii) deţinător(i) de licenţă de furnizare pentru consumatorii captivi;

2 - prin contract pe termen lung de vânzare a energiei electrice, tip Power Purchase Agreement (PPA), cu unul din producătorii deţinători de contracte de portofoliu ce urmează să-i asigure dispecerizarea;

3 - prin contracte bilaterale cu consumatorii legaţi direct la barele centralei;

4 - prin contracte bilaterale încheiate cu consumatori care îşi pot alege furnizorul;

5 - prin contracte de servicii de sistem încheiate cu operatorul de sistem;

6 - tranzacţii pe piaţa spot.

În orice caz, este de remarcat că, dacă se doreşte transferul beneficiilor rezultate din eficientizarea activităţii de producţie către consumatorii finali, trebuie evitată o structură contractuală predominant bazată pe PPA-uri, datorită dificultăţilor de deschidere a pieţei şi de realizare a cadrului concurenţial în sector. Acest sistem este relativ neutru atunci când este aplicat producătorilor mici, individuali.

Deschiderea pieţei către concurenţă cu un procent de 15 % din consumul final de energie electrică al anului 1998 a constituit un pas important în procesul de reformă a sectorului. Acreditarea a 19 mari consumatori de energie electrică a impus creşterea numărului de furnizori pe piaţă [3]. Ca urmare, în perioada 1999-2000, pe lângă licenţa de furnizare acordată S.C. Electrica S.A., au fost acordate alte 14 licenţe de furnizare unor agenţi economici cum ar fi S.C. Grup Trading M&D SRL, S.C. Alro S.A., S.C. Grivco S.A., S.C. Petrom-Enron Gas SRL.

Valabilitatea licenţei acordate noilor furnizori este de 2 ani, iar activitatea de furnizare nu exclude posibilitatea ca titularul licenţei să desfăşoare şi activităţi de producere a energiei electrice în condiţiile prevenirii intregrării pe verticală.

Dintre cei 14 agenţi economici care au primit licenţă de furnizare în anul 2000, 10 desfăşoară numai activităţi de furnizare pe piaţa energiei electrice. Raportările pe care aceşti agenţi le vor face către ANRE privind activitatea desfăşurată vor evidenţia viabilitatea acestor agenţi, corelat cu gradul actual de deschidere a pieţei de energie electrică.

Un exemplu al valorificării oportunităţilor deschise de noul cadru de reglementare îl constituie apariţia de societăţi comerciale care furnizează servicii energetice atât în domeniul energiei electrice, cât şi al gazului natural.

Sistemul de reglementări existent permite dezvoltarea sistemului de tranzacţii bilaterale furnizor-consumator care îşi poate alege furnizorul, cu recuperarea costurilor de transport şi distribuţie, precum şi a costurilor serviciilor de sistem, administrare piaţă, dispecerizare, reglementare. Până în luna februarie 2001 au fost încheiate cinci de astfel de contracte, acoperind un consum de 7-8 % din consumul final de energie al anului 1999.

Acordarea licenţelor în domeniul energiei termice a evidenţiat faptul că, de regulă, agenţii economici desfăşoară cel puţin două activităţi din cele patru posibile: producere, transport, distribuţie şi furnizare. Ca urmare, pe această piaţă se poate constata un grad ridicat de integrare pe verticală, asociat cu existenţa unui agent economic care realizează un grad mare de integrare pe orizontală. Este vorba de S.C. Termoelectrica S.A., care livrează căldură în sistemele de alimentare centralizată din 20 de municipii, adică circa 40 % din necesarul de energie termică.

Un alt element important în construirea unei pieţe concurenţiale este elasticitatea cererii. O cerere inelastică nu încurajează producătorii, respectiv furnizorii să-şi modifice preţurile practicate. În acest context, introducerea unui sistem de măsurare performant la consumatori, care să înregistreze diferenţiat consumul de energie electrică în orele de vârf şi de gol, seara şi dimineaţa, în zile lucrătoare sau de week-end, asociată cu un sistem de tarife adaptat nu face decât să încurajeze creşterea elasticităţii cererii. De asemenea creşterea gradului de deschidere a pieţei solicită, atât din partea potenţialilor consumatori care îşi pot alege furnizorul, cât şi a furnizorilor, eforturi suplimentare, legate de îmbunătăţirea performanţelor sistemelor de contorizare.

Pentru energia termică, tarifele se stabilesc local, pentru fiecare sistem de alimentare centralizată cu căldură, în conformitate cu metodologiile elaborate de ANRE, în baza recunoaşterii costurilor asociate activităţilor desfăşurate. Protejarea consumatorului casnic s-a făcut prin introducerea preţului naţional de referinţă. Diferenţa dintre acesta şi costul real al activităţilor asociate producerii, transportului, distribuţiei şi furnizării energiei termice la consumatorul casnic este subvenţionată din bugetul de stat şi

din cele locale. În cazul utilizării combustibilului lichid uşor valoarea subvenţiei este maximă.

## Concluzii

Asigurarea concurenţei la producere şi furnizare reprezintă unul din mecanismele eficiente pentru diminuarea preţurilor energiei electrice la consumatorii finali. Aceasta se poate generaliza prin existenţa mai multor actori pe piaţă cu structură de proprietate diferenţiată, precum şi prin asigurarea unor condiţii nediscriminatorii de acces la reţea atât pentru producători, cât şi pentru consumatorii finali ce-şi pot alege furnizorul sau pentru furnizori.

**BIBLIOGRAFIE**

[1] Decizia 67/2000. *Cartea albă a reglementării pentru susţinerea proceselor de liberalizare şi privatizare din sectorul energiei electrice şi termice.*

[2] Peters, L., Kuhn, T., Coles, L.şi Beck, R.W. *Market Power in Michigan*, 1998.

[3] Lungu, I., Săndulescu, A. şi Caracaşian, L. *Cadrul de reglementare – instrument strategic pentru încurajarea competiţiei în producerea energiei electrice.* În: Energetica, vol. 49, nr. 3, p. 104, martie 2001.

**Referent: ing. Luminiţa Lupului- OPCOM S.A.**

**(Primit la 23 martie 2001, acceptat la 4 mai 2001)**

# *Manifestări tehnico-ştiinţifice*

## Sectorul energiei electrice din România la începutul secolului XXI – Opinia grupurilor de interese

**- Dezbatere organizată de CNR al CME -**

În ziua de 27 aprilie 2001 Comitetul Naţional Român al Consiliului Mondial al Energiei a organizat o interesantă şi deosebit de utilă dezbatere, cu titlul incitant „**Sectorul energiei electrice din România la începutul secolului XXI - Opinia grupurilor de interese**". Au participat un mare număr de specialişti în domeniul energetic, dar şi reprezentanţi ai altor organisme şi instituţii interesate în evoluţia sectorului energetic în etapa actuală, în România.

Lucrările, conduse de prof. dr. ing. Aureliu Leca, preşedinte al Comitetului Naţional Român al Consiliului Mondial al Energiei, au permis reprezentanţilor diferitelor grupuri de interese să prezinte principalele aspecte cu care sunt confruntate în relaţiile cu sectorul energetic.

Reprezentanţii organismelor internaţionale (Banca Mondială, Uniunea Europeană şi Banca Europeană de Reconstrucţie şi Dezvoltare) au pus accentul pe necesitatea continuării ferme a reformei în domeniul energiei şi pe integrarea politicii energetice în politica economică a ţării. Soluţiile adoptate trebuie să fie sustenabile, să confere siguranţă alimentării cu energie a consumatorilor, să ducă la concurenţa participanţilor la piaţa de energie, să respecte aquis-ul comunitar în domeniul protecţiei mediului înconjurător. Deşi subvenţiile nu sunt de dorit, dacă totuşi sunt adoptate trebuie să fie transparente. Proiectul UE de deschidere completă a pieţei de energie (energie electrică şi gaze) până în anul 2005 şi pentru toţi consumatorii noncasnici până în anul 2003, stabileşte clar liniile directoare pentru evoluţia sectorului energetic şi în România. Agenţia Naţională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE), ca organism independent, are un rol important în asigurarea „dreptului universal la energie".

Accentuarea procesului de privatizare în sectorul energetic, în special în domeniul producerii şi distribuţiei energiei este o direcţie importantă, cuprinsă în strategia organismelor internaţionale.

Având în vedere proiectul UE, care prevede ca cele 15 pieţe actuale de energie să devină o singură piaţă de energie electrică şi gaz, şi perspectiva intrării României în UE, sunt necesare eforturi deosebite pentru compatibilizarea sectorului energetic din România cu cerinţele UE. În acest sens, pot fi utilizate fonduri importante puse la dispoziţie de către UE pentru consultanţă şi modernizare. Un aspect important constă în cunoaşterea mecanismelor financiare şi propunerea de proiecte bancabile.

Reprezentantul Ministerului Apelor şi Protecţiei Mediului a pus un accent deosebit pe necesitatea încadrării unităţilor energetice în mediul ambiant şi respectarea reglementărilor naţionale şi internaţionale în domeniu. În acest sens, realizarea grupului 2 al CNE Cernavodă reprezintă o soluţie pentru acoperirea necesităţilor de energie electrică, dar cu respectarea condiţiilor de protecţie a mediului înconjurător.

**prof. dr. ing. Nicolae GOLOVANOV - redactor-şef adjunct**

(urmare în p. 257)

# Principiile programării funcționării unităților dispecerizabile

ing. Victor IONESCU*

*Procesul de restructurare a sectorului energiei electrice nu poate fi privit ca un scop în sine, ci ca un instrument de îmbunătățire a performanțelor economice ale sectorului prin introducerea concurenței și instituirea unui regim de reglementare eficient. Realizarea concurenței a fost posibilă prin liberalizarea acelor segmente care s-au pretat la competiție, respectiv producerea și furnizarea energiei electrice. Activitățile cu caracter de monopol natural au fost reglementate respectându-se principiul că operatorii de rețea asigură serviciul public obligatoriu de conectare, transport și distribuție a energiei electrice pentru toți participanții deținători de licențe.*

*Piața contractelor cu prețuri și cantități reglementate funcționează în paralel cu piața concurențială a contractelor bilaterale și a tranzacțiilor pe piața spot. Piața spot a funcționat în perioada anterioară doar pentru compensarea diferențelor contractuale; maturizarea acesteia va optimiza funcționarea sistemului energetic național în condițiile echilibrării permanente a cererii cu oferta.*

*Programarea funcționării unităților dispecerizabile este rezultatul unui complex de activități la care participă producătorii, furnizorii, Operatorul de Transport, Operatorul de Sistem și Operatorul Pieței de Energie Electrică. Prin programarea elaborată se armonizează interesele tuturor participanților, respectându-se atât principiile concurenței, cât și constrângerile sistemului.*

Descriptori: piață de energie electrică, ordine de merit fără restricții de rețea, ordine de merit cu restricții de rețea, programarea funcționării unităților dispecerizabile

## Introducere

Liberalizarea pieței de energie electrică semnifică, din punctul de vedere al producătorului, posibilitatea luării de decizii asupra nivelului de producție și asupra prețului solicitat al energiei electrice produse în concordanță cu costurile de producție și cu cererea.

Exercitarea libertății de a avea propriile opțiuni, care să reflecte puterea pe piață a fiecărui participant, este posibilă datorită deschiderii pieței de energie electrică spre concurență.

În perioada scursă de la înființarea pieței de energie electrică din România, participanții au contribuit activ la respectarea modului de aplicare a principiilor stipulate în Directiva 96/92 a Parlamentului European, din decembrie 1996, privind reglementările comune referitoare la producerea, transportul și distribuția energiei electrice.

Ritmul de deschidere al pieței, poate prea lent din punctul de vedere al unor participanți la piață, a fost impus de respectarea celor trei principii de bază ale Directivei 96/92:

- introducerea concurenței să nu afecteze securitatea și calitatea serviciului de furnizare a energiei electrice;
- introducerea graduală a concurenței, într-un ritm care să permită industriei să se adapteze la noile condiții;
- constituirea și maturizarea unui cadru de funcționare a pieței interne de energie electrică.

Trecerea de la o structură de monopol integrat pe verticală la piața concurențială are loc în mai multe etape, a căror succesiune se desfășoară într-un ritm impus de factorii de decizie legislativă și executivă, care au integrat această dezvoltare în ritmul de schimbare a întregii societăți.

Piața de energie electrică s-a înființat și dezvoltat pe baza principiilor de reglementare elaborate de Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei – ANRE.

Evoluția spre o piață concurențială s-a realizat într-un mod gradual, perioada de tranziție fiind impusă de structura inițială a sectorului și de dorința ca impactul acestor schimbări să fie suportabil pentru toți participanții la piață, iar calitatea serviciilor oferite consumatorilor să nu fie afectată.

## Structura pieței angro de energie electrică

Piața angro de energie electrică funcționează pe baza aranjamentelor comerciale între participanți, prin cele două componente:

- piața contractelor cu prețuri și cantități reglementate, numită piața reglementată, ce reprezintă 85 % din volumul estimat al tranzacțiilor cu energie electrică pentru anul 2001;
- piața contractelor bilaterale negociate și piața spot, denumite generic piața concurențială, ce completează piața reglementată a cererii și ofertei.

În România, piața de energie electrică este concurențială la nivelul producătorilor și furnizorilor de energie electrică, iar activitățile de transport și distribuție, considerate ca monopol natural, sunt în totalitate reglementate.

Deși strategia de reglementare declarată de ANRE încearcă să introducă concurența la producere și furnizare ca principal instrument de eficientizare a acestor activități, cu scopul de a reduce prețul energiei electrice, totuși în ultimele 6 luni se constată apariția unei reale concurențe la nivelul celor 19 consumatori acreditați cu dreptul de a-și alege furnizorul. În acest sens, deși doar 4-5 consumatori ce-și pot alege furnizorul uzează de avantajele acestor acreditări, toată producția din surse hidroelectrice pentru anul 2001 destinată pieței concurențiale (15 % din producția anuală hidro) a fost contractată. S.C. Termoelectrica S.A. a contractat cu acești consumatori 3 % din producția totală a termocentralelor estimată a fi realizată în anul 2001, și analizează variantele

* OPCOM S.A., București

în vederea alegerii optimului pentru cantitățile încă necontractate.

Rolul consumatorilor ce-şi pot alege furnizorul s-a dovedit a fi mai important decât cel presupus şi presiunile ulterioare pot impune Guvernului o nouă decizie privind mărirea gradului de deschidere a pieței (probabil spre 21 %, corespunzător consumatorilor industriali cu un consum mai mare de 100 GWh/an), ceea ce ar implica o dinamică mai accentuată a concurenței în rândul furnizorilor. Această presupunere este întărită şi de atitudinea de până acum a consumatorilor ce-şi pot alege furnizorul, care au preferat ca toată activitatea de contractare a serviciilor conexe (transport, distribuție, administrarea pieței) să fie lăsată în seama furnizorilor. Şi cum orice activitate producătoare de profit naşte concurență, reiterăm considerația că furnizorii au suficiente motivații pentru a deveni activi.

În condițiile în care producătorii independenți şi autoproducătorii vor avea ca parteneri şi alți furnizori decât S.C. Electrica S.A., rolul furnizorilor pe piața de energie electrică va creşte ca pondere şi semnificație.

Producătorii de energie electrică titulari de licențe sunt în număr de 13, dintre care doi cu contract de portofoliu (S.C. Hidroelectrica S.A. şi S.C. Termoelectrica S.A.); cinci producători independenți (printre care S.N. Nuclearelectrica S.A. şi CET Govora S.A.) şi şase autoproducători (printre care RAAN – Sucursala Romag-prod.). Evidențierile au avut în vedere activitatea desfăşurată până în prezent şi volumul tranzacțiilor efectuate.

Atitudinea şi opțiunile participanților față de aranjamentele comerciale existente şi față de oportunitățile de moment, se concretizează zilnic prin programarea funcționării unităților dispecerizabile, astfel încât cererea de energie electrică să fie satisfăcută în orice moment în condiții de siguranță şi fără abateri de la parametrii de calitate impuşi de normativele în vigoare.

## Programarea funcționării unităților dispecerizabile

Programarea unităților dispecerizabile este un complex de activități desfăşurate zilnic, la care participă:

- producătorii, prin transmiterea ofertelor de producție şi a ofertelor de servicii de sistem pentru 48 h;
- furnizorii, prin transmiterea cererii de consum pentru 48 h;
- Operatorul de Sistem, prin solicitările serviciilor de sistem, prin analiza regimurilor de funcționare şi prin impunerea restricțiilor de rețea şi de sistem;
- Operatorul de Transport, prin solicitările de acoperire a pierderilor în rețeaua de transport;
- Operatorul Pieței de Energie Electrică, prin :

- stabilirea prognozei de consum pentru 48 h;
- stabilirea ordinii de merit fără restricții pentru fiecare interval bază de programare pentru 48 h;
- stabilirea prețului marginal de sistem pentru fiecare interval bază de programare pentru 24 h;
- stabilirea serviciilor de sistem asociate fiecărui grup care participă la acoperirea cererii de consum pentru fiecare interval bază de programare pentru 48 h.

Prima etapă în realizarea programării funcționării unităților dispecerizabile este analiza şi validarea ofertelor de producere şi de servicii de sistem primite de la participanți prin corelarea caracteristicilor tehnice şi de exploatare ale unităților producătoare cu datele din oferte, din contractele de portofoliu, din contractele de servicii de sistem şi situațiile operative privind starea grupurilor din SEN.

## Oferta producătorilor

Prin ofertă producătorii licitează trei paliere de preț pentru trei paliere de putere, în care producătorul se oferă să producă. Aceste elemente sunt constante pentru 24 de ore (fig. 1).

Prin ofertă producătorii solicită:

- respectarea constrângerilor tehnice ale propriilor grupuri;
- respectarea ofertei de preț pentru fiecare megawattoră produsă şi livrată.

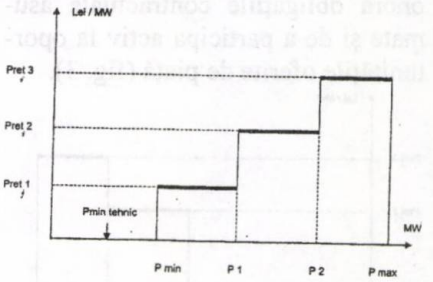



Fig. 1. Oferta de producere.

Pentru ca solicitările producătorilor să fie îndeplinite, aceştia trebuie să precizeze în ofertă următoarele:

- puterea minimă a grupului;
- puterea disponibilă (maximă) a grupului;
- viteza de încărcare a grupului;
- viteza de descărcare a grupului;
- numărul minim de ore de funcționare a unui grup după o pornire;
- numărul minim de ore de staționare a unui grup după o oprire;
- puterea disponibilă (disponibiliatea) orară a grupului;
- producția aferentă unor priorități de producere;
- indicele de ierarhizare prin care producătorul defineşte locul în ordinea de încărcare a unităților în cadrul aceleiaşi priorități de producere.

Oferta are următoarele cazuri particulare (fig. 2):

1. Situații în care un producător optează pentru o funcționare necondiționată a grupului până la P1. Aceasta opțiune poate fi determinată de dorința producătorului de verificare a funcționării respectivului grup într-o perioadă de garanție (fig. 2 *a*).

2. Situații impuse de grupurile pentru care ecartul $P_{max}$ - $P_{min}$ este de 20-40 MW şi segmentarea acestui ecart conduce la imposibilitatea urmăririi şi dispecerizării prin comenzi de creştere/descreştere de numai 5-10 MW (fig. 2 *b*).

Un element important al ofertei este disponibilitatea orară, prin care

producătorul indică puterea maximă orară pe care dorește să o producă. Acest element variabil determină o zonă activă a ofertei și prin aceasta posibilitatea producătorului de a-și onora obligațiile contractuale asumate și de a participa activ la oportunitățile oferite de piață (fig. 3).

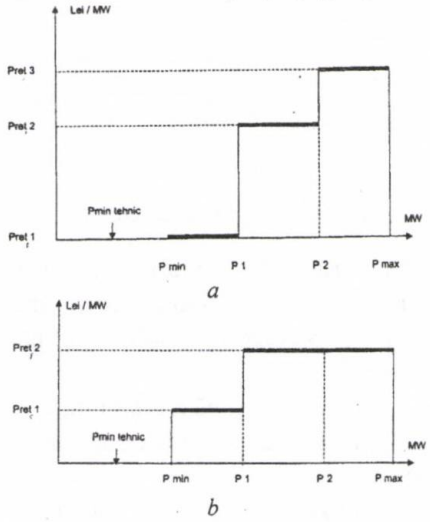



Fig. 2. Cazuri particulare ale ofertei de producere: a - primul interval de putere ofertat cu preț zero "0"; b - două paliere de putere succesive ofertate cu același preț.

Este obligatoriu ca opțiunile producătorului de la o oră la alta să fie corelate cu vitezele de încărcare/ descărcare ale fiecărui grup ofertat. În condițiile necorelării posibilităților tehnice ale grupurilor cu disponibilitatea ofertată este necesară ajustarea ecartului în care oferta este validată acceptându-se valori realizabile tehnic.

Producătorii pot beneficia de prioritățile de producție pe care reglementatorul le-a stipulat în Codul comercial al pieței angro de energie electrică (fig. 4).

Pentru ca aceste priorități să fie luate în considerare la stabilirea ordinii de merit este necesară îndeplinirea următoarelor condiții:

- nivelul de putere al celei mai importante priorități trebuie să fie mai mare decât $P_{min}$,

$$R_k > P_{min},$$

unde k are valoarea minimă;

- suma priorităților pentru o unitate de producere trebuie să fie mai mică decât puterea disponibilă orară:

$$\sum_{k=1}^{N.R.U.} R_k < P_d,$$

unde:

- N.R.U. este numărul de priorități pe unitate de producere;
- $R_k$ – intervalul de putere al prioritații k.

## Ordinea de merit fără restricții de rețea

*Programarea producției de energie electrică*

Binomul putere-preț ofertat de producători este prelucrat prin corelarea acestuia cu :

- disponibilitatea orară ofertată;
- utilizarea priorităților de producere de care pot beneficia producătorii;
- caracteristicile dinamice ale fiecărui agregat;
- indicii de ierarhizare a unităților ce aparțin aceluiași producător;
- opțiunea de evitare a opririlor;
- opțiunea de evitare a pornirilor.

Prin utilizarea ultimelor două opțiuni se iau în considerare cerințele producătorului privind numărul de ore de funcționare neîntreruptă după o pornire, respectiv numărul de ore de staționare neîntreruptă după o oprire, evitându-se în acest mod pornirile repetate și, în consecință, îmbătrânirea prematură a agregatelor și funcționarea neeconomică a acestora.

Indicele de ierarhizare reprezintă facilitatea prin care se poate regăsi ordinea de prioritate a unităților de producere ale unui producător. Acest indice este un instrument suplimentar prin care producătorul își propune să introducă propriile grupuri în ordinea de merit, respectiv în programul de funcționare al unităților dispecerizabile, într-o anumită ierarhie, care reflectă costurile de producție sau alte interese de moment ale producătorului.

În urma prelucrării ofertelor producătorilor, se determină tranșele de putere (părți din palierele de putere ofertate) după nivelul prețului cerut prin ofertă și prin corelarea caracteristicilor dinamice ale fiecărui grup cu opțiunile producătorului (utilizarea priorităților de producție, diponibilitatea orară), rezultând o ierarhizare a tranșelor de putere.

Prin ordinea de merit a unităților de producere se determină, pentru fiecare interval de programare:

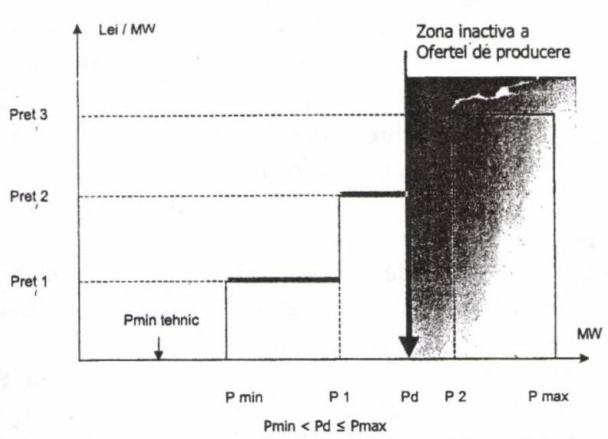



Fig. 3. Disponibilitatea orară.

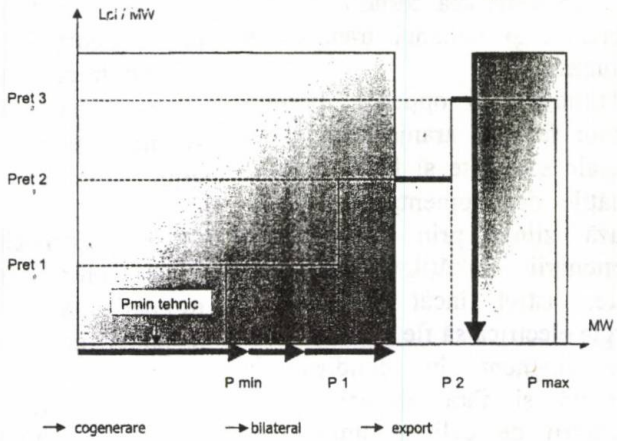



Fig. 4. Influența priorităților de producere asupra binomului putere-preț.

a - puterea cu care participă fiecare unitate la acoperirea consumului de energie electrică prognozat;

b - pragul cererii de consum de la care intră în funcțiune fiecare unitate.

Ordonarea grupurilor de producere este rezultatul intersecției listei ierarhizate a tuturor tranșelor de putere ofertate de către producători cu prognoza de consum. Prognoza de consum constituie limita de la care nu se mai acceptă grupuri noi, paliere sau tranșe de putere ale grupurilor deja acceptate să funcționeze cu o anumită putere la acoperirea consumului (fig. 5).

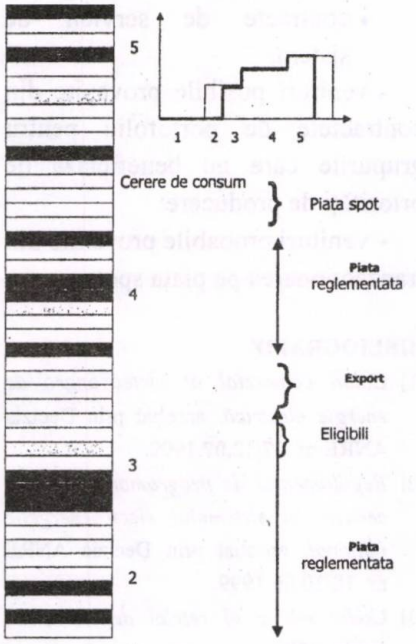



Fig. 5.

Astfel, sunt situații în care grupurile nu vor fi încărcate la puterea maximă ofertată, deoarece ultima tranșă (sau ultimele tranșe) de putere a fost ofertată (au fost ofertate) cu prețuri mai mari decât prețul ultimei tranșe care participă la acoperirea consumului.

Prețul ultimei tranșe de putere care asigură acoperirea consumului prognozat este denumit *preț marginal de sistem*, preț la care se efectuează tranzacțiile de pe piața spot.

Un alt rezultat important al acestui mod de ordonare este determinarea apartenenței tuturor tranșelor de putere la segmentele de piață pentru care au fost ofertate. Prin aceasta se asigură determinarea fiecărui segment de piață în conformitate cu reglementările (fig. 5), oferindu-se posibilitatea verificării repectării prevederilor legislației secundare în vigoare.

*Programarea serviciilor de sistem tehnologice*

Punerea în aplicare a programului de producție rezultat prin stabilirea ordinii de merit a tranșelor de putere ofertate de către producători este dependentă de asigurarea serviciilor de sistem la nivelurile stabilite în contractele de servicii de sistem sau conforme cu solicitările Operatorului de Sistem.

Programarea funcționării unităților dispecerizabile se compune din două activități complementare, programarea producției și programarea serviciilor de sistem tehnologice, care sunt într-o interdependență funcțională ce impune abordarea lor într-un mod unitar, care să determine o programare viabilă, pe care Operatorul de Sistem să o pună în aplicare.

În conformitate cu cerințele Operatorului de Sistem, exprimate prin contractele încheiate cu furnizorii calificați de servicii de sistem amendate de eventualele solicitări anunțate cu 48 de ore anterior zilei pentru care se realizează programarea, Operatorul Pieței de Energie Electrică (OPCOM S.A.) realizează programarea serviciilor de sistem astfel:

- reglajul primar la un nivel de 2,7 % din puterea disponibilă a unităților care au fost programate să funcționeze, ținând cont că asigurarea acestui serviciu este o cerință obligatorie privind conectarea acestora la rețea;

- reglajul secundar în conformitate cu cerințele Operatorului de Sistem pentru grupurile calificate (racordate la regulatorul central de frecvență/putere) prinse în ordinea de merit la valori care permit corectarea producției pentru a aduce la nivelul de referință fie frecvența (în cazul funcționării izolate), fie soldul puterii de schimb cu corecția de frecvență (în cazul funcționării interconectate a SEN cu alte sisteme electroenergetice);

- rezerva turnantă pentru grupurile care au fost încărcate parțial și care pot fi încărcate la puterea maximă disponibilă în funcție de viteza de încărcare specifică fiecărui grup;

- rezerva terțiară rapidă cu grupurile calificate pentru a realiza sincronizarea și încărcarea sarcinii în maximum 30 min, grupuri declarate disponibile de către producător.

O modalitate de verificare a programării serviciilor de sistem tehnologice enumerate este asigurarea în permanență a rezervei minut, rezervă ce poate fi mobilizată în mai puțin de 15 minute, astfel încât să asigure acoperirea consumului în cazul declanșării accidentale a celui mai mare grup în funcțiune din SEN sau a altor situații definite în Codul rețelei de transport.

De asemenea, programarea serviciilor de sistem cuprinde atât rezerva terțiară lentă a grupurilor ofertate pentru satisfacerea eventualelor solicitări ale Operatorului de Sistem, cât și puterea reactivă necesară pentru reglajul secundar al tensiunii. Se reamintește că reglajul tensiunii prin producerea/absorbția de energie electrică reactivă conform diagramei de funcționare P/Q a grupului, constituie o obligație și totodată o condiție de conectare a oricărui grup la rețea.

Programarea energiei active pentru acoperirea pierderilor în rețeaua de transport este singurul serviciu de sistem care se realizează în cadrul programării producției livrate de către grupuri.

În concluzie, ordinea de merit fără restricții de rețea cuprinde:

- programarea producțiilor grupurilor ofertate; și

- programarea serviciilor de sistem tehnologice.

## Ordinea de merit cu restricții de rețea

Operatorul de Sistem analizează posibilitățile de funcționare a sistemului cu structura de producere dată de ordinea de merit fără restricții de rețea.

Operatorul de Sistem informează Operatorul Pieței de Energie Electrică în situațiile în care sunt constatate restricții/congestii de rețea și/sau restricții de sistem, care impun modificări ale ordinii de merit fără restricții.

Satisfacerea acestor condiționări determină funcționarea unor grupuri la sarcini impuse de alte rațiuni decât cele economice, respectiv rațiuni ce țin de capacitatea limitată a rețelei de transport sau de siguranța sistemului energetic. Selectarea variantei pentru rezolvarea restricțiilor impuse se bazează pe principiul costurilor suplimentare minime. Această variantă constituie programul de funcționare a unităților dispecerizabile și este elaborat pentru fiecare interval bază de programare.

## Concluzii

Programul de funcționare a unităților dispecerizabile răspunde tuturor constrângerilor impuse de:

- cererea de consum exprimată prin prognoza consumului intern brut;
- solicitările de export exprimate prin contractele existente;
- schimburile naturale datorate interconexiunilor cu sistemele electroenergetice vecine;
- ofertele producătorilor care includ și condițiile tehnice ale grupurilor;
- restricțiile de rețea și de sistem impuse de funcționarea SEN.

Programul de funcționare al unităților dispecerizabile asigură:

- funcționarea SEN în condiții de siguranță;
- parametrii de calitate a energiei electrice furnizate;
- costurile minime.

Programul de funcționare a unităților dispecerizabile realizează atât optimul tehnic, cât și optimul economic al funcționării SEN.

Optimul economic al funcționării SEN este dependent de optimizarea ofertei prin ierarhizarea grupurilor din portofoliul producătorilor. Instrumentele de ierarhizare care stau la dispoziția producătorilor sunt:

- identificarea grupurilor care se încadrează în prioritățile de producere;
- ordonarea grupurilor în cadrul fiecărei priorități;
- inventarierea resurselor (combustibil, resurse tehnice, resurse umane);
- analiza resurselor (optimizarea costurilor, optimizarea tehnică și coordonarea resurselor);
- analiza cererii de consum;
- analiza oportunităților pieței interne și externe (contracte bilaterale, piața spot, import-export);
- analiza obligațiilor contractuale;
- respectarea reglementărilor în vigoare.

Prin respectarea principiilor enumerate anterior producătorii realizează:

- venituri sigure provenite din:
  - contracte de portofoliu pentru grupurile care beneficiază de priorități de producere;
  - contracte bilaterale cu consumatorii care își pot alege furnizorul;
  - contracte de export;
  - contracte de servicii de sistem;
- venituri posibile provenite din contractele de portofoliu pentru grupurile care nu beneficiază de priorități de producere;
- venituri probabile provenite din tranzacționarea pe piața spot.

**BIBLIOGRAFIE**

[1] *Codul comercial al pieței angro de energie electrică,* aprobat prin Decizia ANRE nr. 27/12.07.1999.

[2] *Regulamentul de programare și dispecerizare a sistemului electroenergetic național,* aprobat prin Decizia ANRE nr. 18/10.06.1999.

[3] *Codul tehnic al rețelei de transport,* aprilie 2000.

**Referent : ing. Marian Cernat – C.N. Transelectrica S.A., Operatorul de Sistem**

**(Primit la 29 martie 2001, acceptat la 2 mai 2001)**

# Implicaţii ale funcţionării pieţei angro de energie electrică din România asupra S.C. Termoelectrica S.A.

ing. Ovidiu POP*
ing. Radu OPINCARU*
ing. George STĂNESCU*

*Restructurarea unităţilor din cadrul sistemului energetic a fost realizată în vederea organizării pieţei angro de energie electrică.*

*Experienţa de funcţionare a pieţei pe baza reglementărilor elaborate de ANRE a scos în evidenţă o serie de disfuncţionalităţi, care afectează economic S.C. Termoelectrica S.A.*

*Articolul pune în evidenţă unele aspecte din aceste reglementări, care ar trebui corectate.*

Descriptori: piaţă de energie, producători, reglementări

## Introducere

În contextul tranziţiei la economia de piaţă şi al unor obligaţii ce rezultă din acorduri europene la care România este semnatară, prin mai multe hotărâri de Guvern: HGR 365/98, HGR 627/2000 şi Ordonanţa 29/98, sistemul energetic a fost restructurat de la o societate de electricitate integrată pe verticală la mai multe societăţi specializate pe domenii de activitate.

În prezent, în domeniul producerii de energie electrică funcţionează trei societăţi mari, S.N. Nuclearelectrica S.A., S.C. Hidro-electrica S.A., S.C. Termoelec- trica S.A., fiecare specializată pentru un anumit tip de producţie, şi câţiva producători independenţi sau autoproducători.

În anul 2000 puterea instalată în evidenţa SEN a fost de 19995 MW, din care 12482 MW la S.C. Termoelectrica S.A., 5828 MW la S.C. Hidroelectrica S.A., 700 MW la S.N. Nuclearelectrica S.A. şi 985 MW la autoproducători şi producători independenţi de energie electrică.

Structura procentuală a producţiilor de energie electrică din anul 2000 este dată în figura 1.

Ca societăţi independente funcţionează, de asemenea, C.N. Transelectrica S.A. cu atribuţii în domeniul transportului energiei electrice şi al activităţii de dispecer, S.C. Electrica S.A. pentru activitatea de distribuţie şi ANRE ca organism de reglementare.

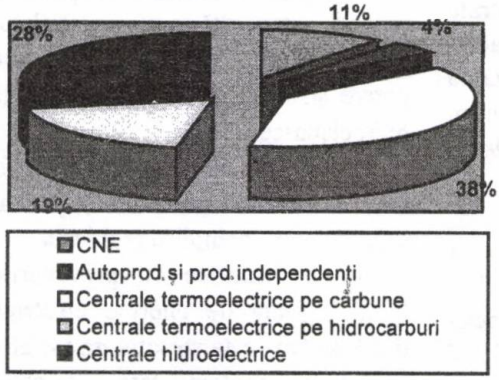



Fig. 1.

Prin actualul sistem de organizare s-a dorit să se creeze concurenţă la producerea energiei electrice şi o piaţă de energie angro, permiţând marilor consumatori (care îşi pot alege furnizorul) să cumpere energia electrică direct de la producători.

Funcţionarea pieţei de energie electrică se realizează pe baza reglementărilor ANRE, iar relaţiile între societăţi pe baza contractelor.

Sistemul de reglementări trebuie să ordoneze funcţionarea în regim de concurenţă a unor centrale electrice, respectiv societăţi care au caracteristici şi roluri diferite în asigurarea cu energie electrică a consumatorilor.

## 1. Funcţionarea producătorilor în condiţiile pieţei de energie electrică

Sistemul de reglementări privind producătorii de energie electrică şi termică trebuie să mai aibă în vedere următoarele aspecte principale:

- centrala nuclearoelectrică asigură o cantitate de energie electrică relativ sigură, constantă şi la un cost de producţie rezonabil, limitată la capacitatea şi disponibilitatea sa;
- centralele hidroelectrice pot furniza o cantitate de energie electrică la costuri de producţie mici, limitată cantitativ şi de multe ori repartizată neuniform pe parcursul anului, dar cu posibilităţi mari de variaţie în timp la cerere şi randamente ridicate la funcţionarea cu sarcini variabile.

Existenţa unui număr important de lacuri de acumulare cu regularizare anuală permite ca această energie să fie utilizată la cerere;

- centralele de termoficare cu o capacitate importantă, de peste 4000 MW instalaţi, cu randamente ridicate la funcţionarea în regim de grafic termic şi foarte scăzute în regim de condensaţie, cu o funcţionare dependentă de cererea de energie termică;
- producerea combinată de energie electrică şi termică, foarte avantajoasă din punct de vedere economic în ansamblu, poate introduce erori mari în costul energiei electrice atunci când este favorizată energia termică şi invers;

* S.C. Termoelectrica S.A.

- centralele electrice funcționând pe bază de cărbune asigură o energie electrică mai scumpă decât cele hidroelectrice sau nucleare, dar utilizează o resursă energetică internă, acoperind deficitul de energie al țării; centralele electrice sunt manevrabile în anumite limite, dar eficiența scade (costurile cresc) sensibil o dată cu scăderea sarcinii;

- centralele electrice funcționând pe hidrocarburi au caracteristici apropiate cu cele care funcționează pe cărbune; specific este faptul că, deși au randamente mai mari decât cele care funcționează pe cărbune, datorită costului mai ridicat al combustibilului și unei ponderi de peste 80 % a acestuia în prețul de cost, energia produsă este mai scumpă.

Aspectele descrise mai sus sunt generale. În detaliu, fiecare centrală electrică, fiecare grup are caracteristici și limite proprii. Optimizarea în vederea obținerii unui preț minim la consumator reprezintă o problemă deosebit de complicată.

Realizarea unui sistem concurențial prin gruparea centralelor electrice de un anumit tip (hidro, termo, nuclear, fiecare cu caracteristicile sale) în cadrul unor societăți concurente, complică mult sistemul de reglementare și implicit creează disfuncționalități și posibile erori.

În cele ce urmează autorii își propun să analizeze unele aspecte legate de aplicarea reglementărilor la S.C. Termoelectrica S.A., semnalând unele disfuncționalități, fără să aibă pretenția ca acest articol să le epuizeze.

## 2. Aplicarea actualelor reglementări la funcționarea centralelor ce aparțin S.C. Termoelectrica S.A.

În ultimii ani, în România, valorile caracteristice ale curbei de sarcină a sistemului energetic s-au modificat, în sensul creșterii diferenței între vârful și golul de sarcină. În prezent valorile sunt următoarele :

$P_{min}$ = 3925 MW vara și 4983 MW iarna ;

$P_{max}$ = 6463 MW vara și 9014 MW iarna ;

$\alpha_i$ = 60,73 % vara și 55,28 % iarna.

În practică, acoperirea curbei de sarcină se face ținând seama de caracteristicile tipurilor de centrale electrice participante la realizarea producției.

Se caută menținerea la sarcină constantă a centralei nucleare-electrice și a centralelor termoelectrice de mare putere care funcționează pe cărbune, la care modificarea sarcinii este dificil de realizat sau nu este economică, a centralelor de termoficare ce funcționează în regim de grafic termic și a anumitor centrale hidroelectrice cu regim impus.

Variațiile de sarcină se acoperă din rezerva turnantă a centralelor termoelectrice de mică și medie putere și, în principal, din centralele hidroelectrice.

Creșterea diferenței dintre vârful și golul de sarcină, precum și perioadele de secetă complică problema.

În conformitate cu prevederile ANRE, piața de energie electrică din România este structurată astfel:

- piața reglementată, caracterizată de contracte de tip "portofoliu" și "PPA" (Power Purchase Agreement) încheiate între societățile de producere a energiei electrice și S.C. Electrica S.A., pentru cantități de energie electrică și prețuri stabilite de ANRE ;

- piața liberă, caracterizată de contracte negociate între producători/furnizori și consumatori care își pot alege furnizorul;

- piața spot, caracterizată de tranzacții de energie electrică la preț marginal de sistem.

De la 01.04.2001 piața liberă (concurențială) a fost deschisă cu 15 % pentru consumatorii care își pot alege furnizorul (în prezent 19 societăți).

În aceste condiții, S.C. Termoelectrica S.A. s-a confruntat cu o serie de probleme, în mare parte nerezolvate nici în prezent, cu implicații serioase asupra situației financiare a societății și asupra perspectivelor de funcționare în perioada următoare. Dintre aceste disfuncționalități se amintesc:

➢ Cantitățile de energie electrică și prețurile lor orare din contractul de portofoliu încheiat între S.C. Termoelectrica S.A. și S.C. Electrica S.A. sunt stabilite prin programul de calcul POWRSYM 3 TM de Compania Națională Transelectrica S.A.; nu este uzual într-o economie de piață reală ca o altă societate comercială să stabilească pentru alți contractanți prețul și cantitatea de marfă vândută.

➢ Prețurile orare pentru cantitățile de energie electrică livrate de S.C. Termoelectrica S.A. sunt stabilite de programul de calcul astfel încât media anuală să fie de 827750 lei /MWh, valoare stabilită de ANRE în anul 2000, la un curs de schimb de 21 500 lei/$; deci aceste prețuri nu reflectă costurile reale de producție pentru structura de combustibil din intervalele orare respective, ci sunt astfel profilate încât rezultatul final să fie același !

➢ Prețul energiei electrice livrate de S.C. Termoelectrica S.A. la S.C. Electrica S.A., reglementat de ANRE (publicat în Monitorul Oficial), nu mai este la ora actuală de 38,5 $/MWh, ci de circa 30 $/MWh, ținând cont de rata actuală de schimb; având în vedere ponderea de circa 70 % a combustibilului în structura costului unitar de producere a energiei electrice și faptul că majoritatea hidrocarburilor se achiziționează din import, rezultă că tariful reglementat nu acoperă costul de producere a energiei electrice, agravând situația financiară a societății.

➢ Un rol extrem de important în angrenajul mecanismelor pieței este prognoza consumului intern de

energie electrică, după care sunt stabilite cantităţile de energie electrică ce urmează a fi livrate de S.C. Termoelectrica S.A. şi S.C. Hidroelectrica S.A. la S.C. Electrica S.A., în cadrul celor două contracte de portofoliu existente la ora actuală; plecând de la aceste producţii, S.C. Termoelectrica S.A. îşi dimensionează propriul buget de venituri şi cheltuieli pe anul în curs, iar o eroare de prognoză poate însemna fie cheltuieli suplimentare nejustificate, fie imposibilitatea realizării contractului asumat.

Din păcate, entităţile ce realizează prognoza (atât pe termen lung, cât şi pe termen scurt) nu-şi asumă şi responsabilitatea urmărilor ce decurg din aceasta.

➢ În cazul în care unul din cei doi deţinători de contract de portofoliu (S.C. Termoelectrica S.A. şi S.C. Hidroelectrica S.A) nu îşi îndeplineşte obligaţia contractuală, este forţat, conform reglementărilor ANRE (art.150 din "Codul comercial al pieţei angro de energie electrică"), să cumpere diferenţa de la celălalt, la preţul mediu al celor două contracte (aproximativ 23-24 $/MWh); dacă S.C. Termoelectrica S.A. produce o cantitate de energie electrică mai mare decât cea prevăzută în contract, primeşte pentru ea un preţ ce nu acoperă nici cheltuielile cu combustibilul, deci este penalizată. Aşa s-a întâmplat în lunile iulie şi august 2000, când S.C. Termoelectrica S.A. a produs suplimentar energie reprezentând o putere medie de circa 500 MW (implicaţiile nu au fost încă clarificate). Ultima decizie, şi anume nr. 373/30.03.2001, a ANRE nu elimină complet posibilitatea aplicării art.150 pe piaţa reglementată.

➢ Eventualele tranzacţii pe piaţa spot nu compensează, decât într-o foarte mică măsură, pierderile produse de aplicarea art.150 în cazul unei producţii de energie electrică suplimentară faţă de prevederile contractuale.

➢ Serviciile de sistem prestate de S.C. Termoelectrica S.A. pentru Operatorul de Sistem (DEN) şi cuprinse în contractul de servicii de sistem, sunt plătite în limita unei sume prevăzute de ANRE şi nu în funcţie de cantitatea şi tipul celor realizate efectiv; recunoaşterea acestora la valoarea reală este condiţionată de ANRE de diminuarea corespunzătoare a tarifului reglementat pentru contractul de portofoliu.

➢ Contractele de export, una din puţinele surse de a încasa în avans lichidităţi absolut necesare achiziţiei combustibililor din import pentru funcţionarea ulterioară, sunt periclitate de Decizia 568/15.11.2000 şi ulterior 373/20.03.2001, care prevăd limitarea sau chiar întreruperea exportului pentru acoperirea consumului intern de energie electrică; se apreciază că, o dată onorate contractele de portofoliu, serviciile de sistem şi consumatorii care îşi pot alege furnizorul, nu ar trebui ca S.C. Termoelectrica S.A. să fie pusă în situaţia de a plăti penalităţi şi de a-şi pierde credibilitatea faţă de partenerii externi, pentru o responsabilitate ce ar trebui să revină în totalitate Societăţii Comerciale Electrica S.A. (o prognoză cât mai apropiată de realitate, iar în cazuri nedorite, deconectarea consumatorilor rău platnici sau/şi import).

➢ Pentru energia electrică livrată efectiv nu se încasează contravaloarea acesteia, ci o sumă ce rezultă dintr-o procedură de alocare a veniturilor realizate din vânzarea energiei electrice, aplicată de OPCOM tuturor entităţilor participante la piaţă, şi care de multe ori nu acoperă nici cheltuielile cu combustibilul; în mod normal, ANRE ar fi trebuit să ţină cont de ponderea combustibilului în costul unitar de producţie al S.C. Termoelectrica S.A., precum şi de gradul de participare în curba zilnică de consum (60-70 %) şi să asigure prioritar suma corespunzătoare combustibilului, după care să aplice procedura.

➢ Posibilitatea de a mai compensa prin contracte negociate cu consumatorii care îşi pot alege furnizorul pierderile datorate neacoperirii costurilor reale de producţie este limitată de gradul de implicare a celorlalţi participanţi la pachetul comun oferit consumatorilor care îşi pot alege furnizorul (S.C. Hidroelectrica S.A., import, alţi furnizori), pentru că numai S.C. Termoelectrica S.A. nu poate face o ofertă atractivă.

➢ Având în vedere preţul de cost al producţiei S.C. Termoelectrica S.A., mai mare faţă de majoritatea societăţilor concurente (S.C. Hidroelectrica S.A. în mod special), S.C. Termoelectrica S.A. nu este o ofertă atractivă pentru consumatorii care îşi pot alege furnizorul.

➢ O dată cu energia electrică produsă în regim de termoficare a fost produsă şi livrată o cantitate de energie termică; încasările pentru această marfă livrată sunt cu mult sub un plafon rezonabil şi contribuie din plin la situaţia financiară a societăţii. În acest domeniu reglementările ANRE se lasă aşteptate.

Preţul energiei termice stabilit în prezent pentru S.C. Termoelectrica S.A. este mult sub pretul de cost, fapt care grevează situaţia financiară a societăţii. În acest domeniu reglementările ANRE sunt incomplete.

## Concluzii

- Soluţia privind restructurarea sistemului energetic este determinantă în elaborarea unor reglementări ANRE corecte şi eficiente.
- Pe baza experienţei de funcţionare în actuala structură organizatorică, reglementările ANRE valabile în prezent trebuie corectate şi completate.
- Sănătatea economică a S.C. Termoelectrica S.A. depinde atât de managementul intern, cât şi de sistemul de reglementări.

**BIBLIOGRAFIE**

[1] *Codul comercial al pieţei angro de energie electrică*, aprobat prin decizia A.N.R.E. nr. 27/12.07.1999, În: Monitorul Oficial al României nr. 350/23.07.1999.

[2] Fecioru, D., Teodorescu, D. *Începuturile pieţei de energie electrică în România.* În: Energetica, nr. 11, 2001, p. 494.

[3] Gheorghiescu, P. ş.a. *Software specializat pentru încadrarea funcţionării centralelor hidroelectrice în curba zilnică de sarcină a SEN cu aplicare la elaborarea ofertei zilnice a S.C. Hidroelectrica S.A.* În: Energetica, nr. 2, 2001, p. 57.

[4] * * * *Producţia de energie electrică în anul 2000.* În: Sinteza, nr. 1, 2001.

**(Primit la 29 martie 2001, acceptat la 2 mai 2001)**

## *Punct de vedere al ANRE*

Trecerea la o funcţionare concurenţială a unităţilor de producere a energiei electrice din România necesită profunde modificări nu numai organizatorice, ci şi de mentalitate. Credem că articolul de faţă ilustrează elocvent această necesitate. Şi tocmai de aceea piaţa concurenţială nu a fost deschisă brusc, ci treptat, fiind stabilită la nivelul de 15 % din volumul tranzacţiilor încă din anul 2000 şi nu de la 01. 04. 2001 aşa cum se afirmă în articol.

Autorii analizează o serie de "probleme, în mare parte nerezolvate nici în prezent" cu care se confruntă S.C. Termoelectrica S.A.:

- deşi afirmă că "practic acoperirea curbei de sarcină se face ţinând seama de caracteristicile tipurilor de centrale electrice participante la realizarea producţiei", atunci când, pe baza datelor furnizate de S.C. Termoelectrica S.A., este utilizat exact în acest scop programul POWRSYM, autorii nu mai sunt de acord. Motivul? Entitatea care efectuează rularea, C.N. Transelectrica S.A., este o terţă parte. Autorii uită că piaţa *reglementată* (adică circa 85 % din volum) înseamnă utilizarea de preţuri şi cantităţi stabilite în mod transparent de alte entităţi decât cele între care se realizează tranzacţia;

- preţul reglementat al energiei produse de S.C. Termoelectrica S.A. este considerat de autori prea mic pentru a acoperi costurile. Acest lucru este cunoscut, dar S.C. Termoelectrica S.A. cunoaşte foarte bine poziţia proprietarului – MIR, respectiv a Guvernului României privind politica preţurilor în domeniul energiei. În orice caz nu trebuie neglijat nici efortul propriu de reducere a costurilor, mai ales că există unele rezerve;

- prognoza consumului intern este o altă sursă de nemulţumire pentru autori. Credem că în prezent prognozele nu sunt nici mai bune, nici mai proaste decât cele efectuate an de an, în ultimii 10 ani. Faptul că pe vremuri RENEL-ul îşi putea organiza producţia pe baza prognozei, iar în prezent S.C. Termoelectrica S.A. nu poate (aşa susţin autorii) este cel puţin surprinzător;

- aplicarea art. 150 din *Codul comercial al pieţei angro de energie electrică* a dus, pe perioada iulie 2000 – martie 2001, după compensările reciproce dintre S.C. Termoelectrica S.A. şi S.C. Hidroelectrica S.A., la o diferenţă de plată nesemnificativă, dovedind prin aceasta că principiile avute în vedere au fost corecte. Ni s-ar fi părut corect ca autorii să menţioneze şi lunile în care prin aplicarea art. 150 au cumpărat avantajos energie de la S.C. Hidroelectrica S.A. şi au revândut-o la S.C. Electrica S.A. la preţul de contract al S.C. Termoelectrica. S.A. Decizia nr. 373/2001 elimină complet din aplicare articolul incriminat, prin posibilităţile de ajustare a cantităţilor din contractele de portofoliu;

- piaţa serviciilor de sistem este încă reglementată. Suntem într-o perioadă tranzitorie, în care tariful reglementat urmăreşte încadrarea într-un volum fix de cheltuieli cu serviciile de sistem. Şi remarcăm că, datorită posibilităţilor reduse ale S.C. Hidroelectrica S.A. de a furniza servicii de sistem, "cota" S.C. Termoelectrica S.A. a crescut, atingând 50 % din acest volum;

- autorii îşi exprimă nemulţumirea pentru deciziile ANRE care acordă prioritate consumului intern în defavoarea exportului. Noi credem că termocentralele au fost construite tocmai pentru acoperirea consumului intern. Şi ce facem în caz de neacoperire? Stingem lumina în ţară şi exportăm liniştiţi în continuare? Ar fi interesant de ştiut ce ar zice opinia publică despre acest punct de vedere al autorilor;

- procedura de alocare a veniturilor, care asigură plăţi zilnice către S.C. Termoelectrica S.A., este criticată de autori, pe motiv că nu asigură prioritar suma corespunzătoare combustibilului. Această procedură împarte echitabil între toate entităţile din sector încasările din vânzarea energiei, în funcţie de obligaţiile contractuale înregistrate la OPCOM şi de realizările lunii anterioare. O cotă mai mare pentru S.C. Termoelectrica S.A. duce la scăderea cotei altor agenţi din sector. Este corect ?;

- venituri mai mari prin contracte negociate pot fi obţinute de S.C. Termoelectrica S.A. şi de la S.C. Electrica S.A. În prezent este în curs de negociere un astfel de contract, pentru acoperirea a circa 7 % din consumul ţării;

- pentru preţul energiei termice S.C. Termoelectrica S.A. nu a făcut nici o solicitare de majorare la ANRE. Probabil că, decât să fundamentezi o nouă valoare, este mult mai uşor să afirmi că "în acest domeniu reglementările ANRE se lasă aşteptate". Rugăm autorii să fie mai expliciţi, iar dacă au soluţii practice le aşteptăm cu interes.

Reglementările creează oportunităţi ce se pot identifica numai în măsura în care sunt analizate pozitiv. Desigur, reglementările nu sunt perfecte. Pentru îmbunătăţirea celor existente şi emiterea unora noi aşteptăm de la S.C. Termoelectrica S.A. sugestii sub forma unor documente de discuţie. Pentru că simpla semnalare a unor probleme fără propunere de soluţii alternative nu ajută prea mult.

# Perspectiva funcţionării centralelor electrice pe huilă în condiţiile pieţei energiei

conf. dr. ing. Victor VAIDA*

*Lucrarea tratează perspectiva funcţionării centralelor electrice pe huilă în condiţiile viitoarei pieţe a energiei româneşti şi europene.*

*Reabilitarea şi modernizarea grupurilor energetice de 210 MW de la termocentrala Mintia şi a celui de 150 MW de la Paroşeni creează condiţiile realizării unor costuri de producţie şi preţuri ale energiei electrice competitive şi de încadrare în norme privind protecţia mediului înconjurător.*

Descriptori: resursă energetică, piaţă de energie, cost de producţie

## Introducere

Progresul unei naţiuni depinde în mare măsură de abilitatea acesteia în folosirea resurselor sale de energie, astfel încât să întărească competitivitatea economiei, să protejeze mediul înconjurător şi să menţină securitatea naţională.

România dispune încă de importante resurse primare: ţiţei, gaze naturale, cărbune (huilă şi lignit), uraniu, resurse hidroenergetice etc.

În prezent, cărbunele reprezintă circa 20 % din producţia internă de energie primară. Rezervele de cărbune (huilă, lignit, cărbune brun) sunt de circa 3,5 miliarde de tone, din care huilă - cu depozitul principal în Valea Jiului – 750 milioane tone. La nivelul producţiei actuale aceste rezerve de huilă pot ajunge circa 150 de ani.

În actualele condiţii economice interne şi externe, cărbunele rămâne o importantă resursă energetică; aceasta trebuie valorificată în mare parte pentru producţia de energie electrică şi termică.

În prezent, în sistemul energetic funcţionează pe bază de huilă centralele electrice: Mintia, Paroşeni, Iaşi, Suceava şi Giurgiu. Cea mai mare parte a energiei electrice şi termice pe bază de huilă, în principal pe bază de huilă de Valea Jiului, este produsă de termocentralele Mintia şi Paroşeni.

În perioada 1956-1964, la termocentrala Paroşeni s-au pus în funcţiune trei grupuri de 50 MW şi un grup de 150 MW, reprezentând o putere instalată de 300 MW. La termocentrala Mintia, în perioada 1966-1971 s-au pus în funcţiune patru grupuri de 210 MW, iar în perioada 1978-1980 două grupuri de 210 MW, rezultând o putere instalată de 1260 MW (fig. 1).

După anul 1980, în cele două termocentrale era o putere totală instalată de 1560 MW, echilibrându-se balanţa de energie electrică în zona deficitară de vest a ţării (tabelul 1).

În ultimii 20 de ani, cele două termocentrale au livrat 10-12 % din energia electrică produsă în ţară şi 25-30 % din energia electrică produsă pe bază de cărbune (fig. 2, 3).

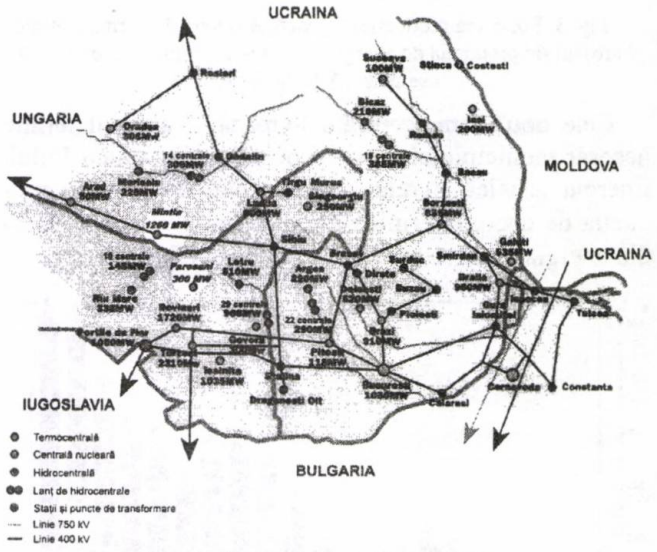



Fig. 1. Sistemul energetic românesc.

*Tabelul 1*

**Deficitul de putere instalată în zona Ardealului de Vest [MW]**

| Anul / Zona | 1968 | 1969 | 1970 | 1971 | 1975 |
|---|---|---|---|---|---|
| Timişoara-Arad | -106 | -132,1 | -125,9 | -118,8 | -325,4 |
| Paroşeni-Reşiţa | +53,8 | +8,2 | -94,7 | -111,6 | -262,7 |
| Hunedoara | -157,3 | -225,6 | -285,5 | -351,1 | -583,7 |
| TOTAL | -209,5 | -349,5 | -506,5 | -581,5 | -1171,8 |

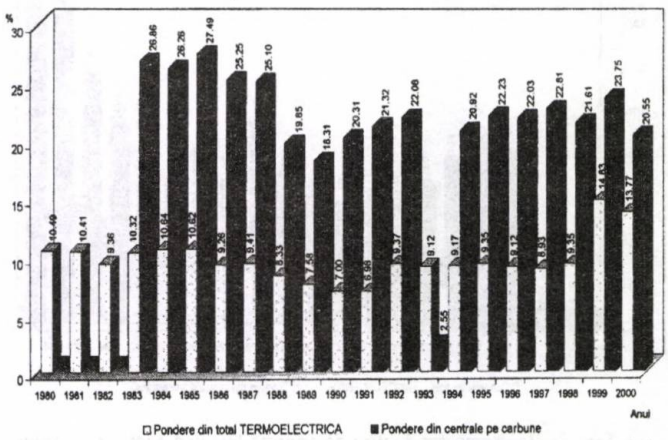



Fig. 2. Ponderea producţiei de energie electrică a termocentralei Mintia în producţia de energie electrică a termocentralelor şi în cea pe bază de cărbune.

* Electrica S.A. – Sucursala Electrocentrale

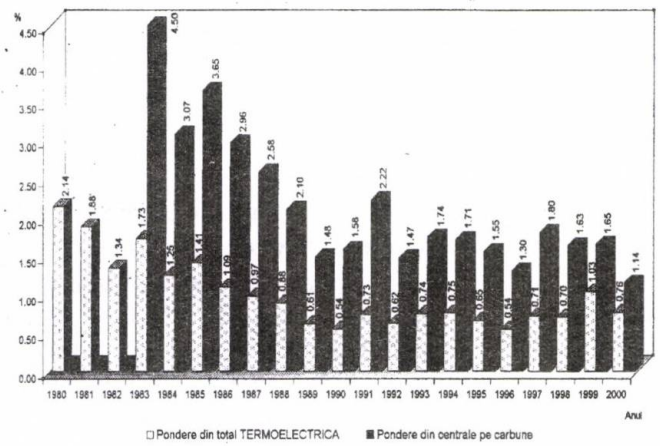



Fig. 3. Ponderea producţiei de energie electrică a termocentralei Paroşeni în producţia de energie electrică a termocentralelor şi în cea pe bază de cărbune.

Cele două termocentrale livrează şi agentul termic necesar municipiului Deva şi oraşelor din Valea Jiului. Energia termică livrată a reprezentat 2-4 % din producţia de energie termică a termocentralelor şi 5-12 % din energia termică pe bază de cărbune (fig. 4, 5).

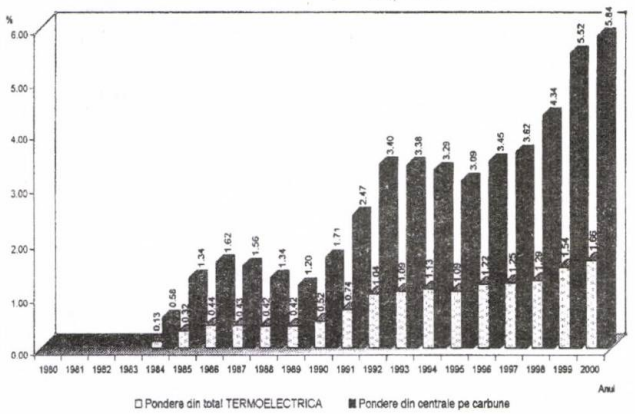



Fig. 4. Ponderea producţiei de energie termică a termocentralei Mintia în producţia de energie electrică a termocentralelor şi în cea pe bază de cărbune.

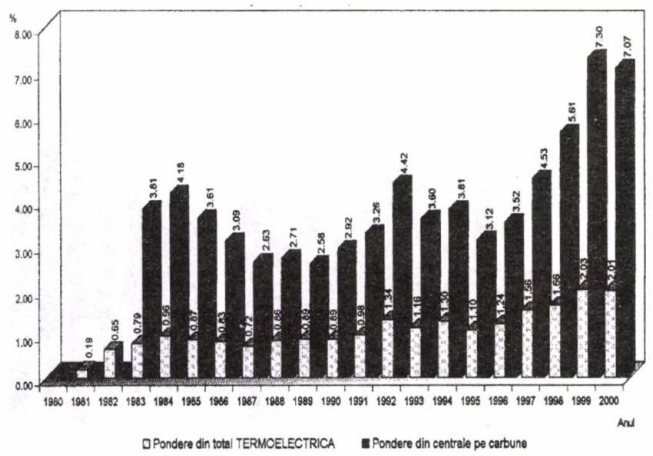



Fig. 5. Ponderea producţiei de energie termică a termocentralei Paroşeni în producţia de energie electrică a termocentralelor şi în cea pe bază de cărbune.

## 1. Rolul termocentralelor Mintia şi Paroşeni în strategia S.C. Termoelectrica S.A.

În strategia S.C. Termoelectrica S.A. termocentralele Mintia şi Paroşeni sunt prevăzute să funcţioneze în continuare pentru producţia de energie electrică şi termică, pentru participarea la realizarea balanţei de energie electrică şi pentru asigurarea energiei termice necesare municipiului Deva şi oraşelor din Valea Jiului.

Cele două termocentrale vor funcţiona în principal cu huilă din Valea Jiului, cu caracteristicile prezentate în tabelul 2.

*Tabelul 2*

**Caracteristicile cărbunelui din Valea Jiului**

| Elementul caracteristic | Huilă mixtă Lupeni | Huilă mixtă Livezeni | Huilă mixtă Coroieşti | Huilă mixtă Petroşani | Huilă mixtă Petrila |
|---|---|---|---|---|---|
| Granulaţie, mm | 0...80 | 0...80 | 0...80 | 0...80 | 0...80 |
| Volatile, % | 22 | 21 | 23 | 23 | 28 |
| Cenuşă, % | 49 | 51,5 | 47,5 | 46 | 37 |
| Sulf, % | 1,8 | 1,7 | 1,8 | 1,8 | 2,6 |
| Putere calorifică inferioară, kJ/kg | 13,188 | 11,514 | 13,188 | 13,188 | 16,747 |

Notă: 1 cal = 4,187 J

La termocentrala Mintia se vor menţine în exploatare cele şase grupuri energetice de 210 MW şi va funcţiona cu 4 sau 5 grupuri, în funcţie de programele de modernizare şi reparaţii anuale. Grupul nr. 3 este în curs de modernizare cu finanţare 70 % dintr-un credit acordat de Banca Mondială, cu termen de punere în funcţiune comercială în trimestrul I 2002. În continuare, este prevăzută modernizarea grupului nr. 1, pentru care este semnat un contract cu consorţiul rusesc ZIOMAR pentru livrarea turbinei şi a cazanului. În funcţie de sursele de finanţare, în următorii 7-10 ani se vor moderniza toate cele şase grupuri.

Până la punerea în funcţiune a grupului nr. 4 de 150 MW, oprit pentru modernizare, termocentrala Paroşeni va avea în exploatare grupurile 1 şi 2 de 50 MW.

În perspectivă, puterea totală instalată a centralelor Mintia şi Paroşeni va fi de 1500 MW, având în vedere o creştere a puterii instalate a fiecărui grup modernizat de la Mintia cu 15 MW.

## 2. Funcţionarea termocentralelor pe huilă în condiţiile pieţei de energie

În perspectiva aderării României la Uniunea Europeană şi a interconectării sistemului energetic românesc la sistemul energetic vest-european UCTE, cele două termocentrale vor participa la piaţa de energie europeană şi românească în condiţii de concurenţă.

Această nouă situaţie impune îndeplinirea următoarelor condiţii:

- realizarea unor costuri și prețuri competitive pe piața de energie europeană și românească;
- realizarea condițiilor de protejare a mediului înconjurător;
- participarea la reglajul frecvență-putere.

Aceste condiții vor trebui îndeplinite din următoarele motive:

- deschiderea pieței de energie electrică va duce la realizarea unor importuri de energie;
- adoptarea unei legislații a mediului ce va impune respectarea normelor europene și naționale;
- îndeplinirea normelor UCTE de către sistemul energetic românesc.

În vederea îndeplinirii acestor exigențe se impune realizarea unui program amplu de modernizare a grupurilor de 210 MW de la Mintia și a grupului de 150 MW de la Paroșeni.

Principalele lucrări care se realizează cu ocazia modernizării grupurilor de 210 MW Mintia sunt următoarele:

- înlocuirea turbinei cu abur existentă cu o turbină prevăzută cu două carcase duble la cilindrii de înaltă și medie presiune, cu sistem de reglaj performant, cu priză reglabilă de termoficare, cu o putere mărită de 225 MW și randamente crescute la cele trei corpuri;
- înlocuirea morilor de cărbune cu ciocane cu mori cu strivire, cu capacitate mai mare de măcinare;
- montarea de arzătoare cu $NO_x$ redus;
- montarea unor sisteme moderne de comandă, supraveghere, reglaj, protecție și informatice;
- înlocuirea stațiilor electrice de 6 kV, 0,4 kV și de curent continuu;
- introducerea sistemului de excitație statică.

La grupul de 150 MW din termocentrala Paroșeni, cu ocazia modernizării se vor realiza următoarele lucrări:

- înlocuirea turbinei existente cu o turbină nouă;
- montarea unui cazan nou;
- montarea de mori de cărbune cu strivire și de arzătoare cu $NO_x$ redus;
- montarea unui sistem de automatizare modern.

Aceste modernizări vor duce la creșterea siguranței și a eficienței în funcționare a grupurilor de 210 MW de la Mintia și a grupului de 150 MW de la Paroșeni, dar costurile investițiilor vor duce la creșterea costurilor energiei electrice și termice. Important este ca prețurile ce se vor obține pentru energia electrică și termică să permită vânzarea producției în condițiile viitoarei piețe a energiei.

Piața de energie din Europa a determinat, în perioada 1998-2000, în general scăderea prețului atât pentru consumatorii casnici, cât și pentru cei industriali. În tabelul 3 se prezintă evoluția prețului energiei electrice în țările din Uniunea Europeană pentru consumatorii casnici, iar în tabelul 4 pentru consumatorii industriali.

*Tabelul 3*

**Prețurile pentru electricitate (fără taxe) pentru consum casnic în Uniunea Europeană între lunile ianuarie 1998 și ianuarie 2000**

| Țara | Ianuarie 1998 | Ianuarie 1999 | Ianuarie 2000 | Variații 1998-2000 [%] |
|---|---|---|---|---|
| În ECU* / MWh | | | | |
| Belgia | 118,6 | 118,2 | 117,1 | -1,3 |
| Germania** | 125,6 | 127,6 | 121,8 | -3,0 |
| Spania | 94,6 | 92,9 | 89,5 | -5,4 |
| Franța | 96,1 | 94,6 | 92,6 | -3,6 |
| Irlanda | 79,6 | 79,5 | 79,5 | -0,1 |
| Italia | 166,9 | 158,1 | 151,1 | -9,5 |
| Luxemburg | 106,0 | 107,6 | 105,6 | -0,4 |
| Olanda** | 86,8 | 88,4 | 91,3 | 5,1 |
| Austria | 96,9 | 97,9 | 94,9 | -2,1 |
| Portugalia | 125,1 | 120,2 | 119,5 | -4,5 |
| Finlanda | 70,5 | 65,5 | 64,4 | -8,7 |
| În monedă națională / MWh | | | | |
| Danemarca | 506,6 | 506,9 | 439,6 | -13,2 |
| Grecia | 19590 | 20170 | 18660 | -4,7 |
| Suedia | 586,7 | 593,3 | 547,9 | -6,6 |
| Marea Britanie** | 69,1 | 67,9 | 67,7 | -2,1 |

Sursa: Financial Times – Energy, februarie 2001

**Notă:** * În ianuarie 1998 prețurile sunt în ECU, la rata medie de schimb pentru această lună.

** Prețurile sunt calculate ca medie a prețurilor înregistrate în fiecare zonă luată în studiu în interiorul țării respective.

*Tabelul 4*

**Prețurile pentru electricitate (fără taxe) pentru consum industrial în Uniunea Europeană între lunile ianuarie 1998 și ianuarie 2000**

| Țara | Ianuarie 1998 | Ianuarie 1999 | Ianuarie 2000 | Variații 1998-2000 [%] |
|---|---|---|---|---|
| În Euro* / MWh | | | | |
| Belgia | 74,5 | 73,9 | 73,4 | -1,5 |
| Germania** | 82,9 | 79,1 | 64,5 | -22,2 |
| Spania | 62,0 | 62,4 | 63,6 | 2,6 |
| Franța | 59,6 | 58,1 | 56,5 | -5,2 |
| Irlanda | 66,2 | 66,2 | 66,2 | 0,0 |
| Italia | 71,5 | 65,1 | 69,7 | -2,5 |
| Luxemburg | 72,5 | 73,6 | 70,9 | -2,2 |
| Olanda** | 56,6 | 57,6 | 67,9 | 20,1 |
| Austria | 75,7 | 76,4 | : | : |
| Portugalia | 71,3 | 64,7 | 64,3 | -9,8 |
| Finlanda | 4,01 | 38,8 | 37,6 | -6,2 |
| În monedă națională / MWh | | | | |
| Danemarca | 385,5 | 360,9 | 375,3 | -2,6 |
| Grecia | 18350 | 18900 | 18900 | 3,0 |
| Suedia | 342,0 | 316,0 | 322,1 | -5,8 |
| Marea Britanie** | 41,0 | 41,9 | 39,8 | -2,9 |

Sursa: Financial Times – Energy, februarie 2001

Se constată că prețul mediu al energiei electrice, în ianuarie 2000, pentru consumatorii casnici, este cuprins

între 64,4 şi 151,1 ECU/MWh, iar la consumatorii industriali între 37,6 şi 73,4 ECU/MWh.

În România, preţul mediu de vânzare a energiei electrice pentru anii 1998, 1999 şi 2000 (în tabelul 5) a fost cuprins între 36,9 şi 42,67 ECU/MWh. Acest preţ este mult mai scăzut decât în ţările din Europa de Vest. Preţul mediu de vânzare este însă influenţat de structura de producţie din anul respectiv şi de factorul politic, el nereflectând permanent costurile reale de producţie, transport şi distribuţie.

*Tabelul 5*

| Anul | 1998 | 1999 | 2000 |
|---|---|---|---|
| Preţul mediu de vânzare [ECU/MWh] | 42,67 | 36,9 | 42,46 |

Costul de producţie al energiei electrice în perioada 1995–2000 la termocentrala Mintia se prezintă în tabelul 6.

*Tabelul 6*

| Anul | Costul de producţie al energiei electrice [ECU/MWh] |
|---|---|
| 1995 | 24,0 |
| 1996 | 24,16 |
| 1997 | 28,25 |
| 1998 | 32,10 |
| 1999 | 27,22 |
| 2000 | 32,47 |

Structura costului energiei electrice pentru anul 2000 produsă la termocentrala Mintia este prezentată în figura 6. Combustibilul tehnologic reprezintă peste 80 % din totalul costurilor. Combustibilul folosit este huila din Valea Jiului în procent de 90,2 %, iar restul de 9,8 % reprezintă gazul metan din ţară şi import şi păcura folosită pentru porniri şi susţinerea flăcării. Evoluţia preţului combustibililor influenţează direct costul şi preţul energiei electrice.

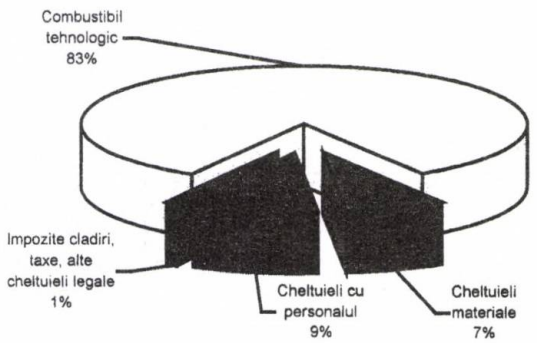



Fig. 6. Structura costului de producţie al energiei electrice.

În următorii ani costul de producţie va fi influenţat de costurile modernizărilor, putând ajunge la 34-35 ECU/MWh.

La Paroşeni, pentru grupul de 150 MW, care va fi în funcţiune, nu se pot da costurile realizate după modernizare, deoarece el nu a funcţionat în ultimii 10 ani. Se apreciază un cost mediu de circa 40-42 ECU/MWh, după punerea în funcţiune.

În ceea ce priveşte costurile de producţie şi preţul de vânzare al energiei electrice, termocentrala Mintia va fi un producător important pe viitoarea piaţă a energiei româneşti şi europene.

Pentru reducerea impactului asupra mediului la termocentrala Mintia s-au schimbat, în perioada 1988-1995 cele 12 electrofiltre cu altele cu capacitate mărită de reţinere şi parametrii îmbunătăţiţi. Evoluţia emisiilor de pulberi sedimentabile este prezentată în figura 7, remarcându-se încadrarea în norme începând cu anul 1992.

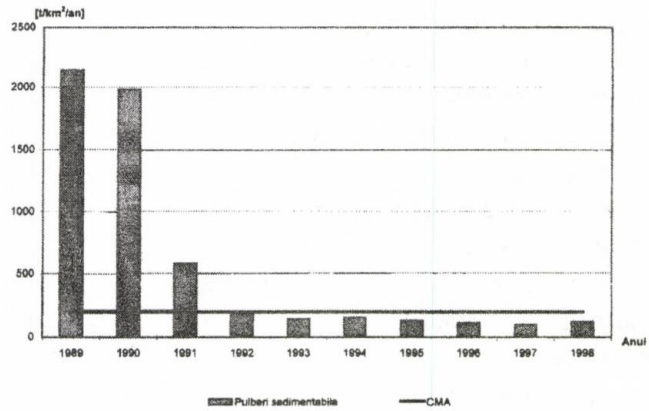



Fig. 7. Evoluţia emisiilor de pulberi sedimentabile.

Pentru reducerea emisiilor de $NO_x$ s-au stabilit următoarele măsuri:

- reproiectarea şi reconfigurarea focarelor şi arzătoarelor cazanelor la grupurile 5 şi 6 de 210MW;
- schimbarea arzătoarelor actuale cu arzătoare cu $NO_x$ redus, cu ocazia modernizărilor grupurilor energetice.

Situaţia actuală, obţinută pe baza măsurătorilor efectuate, este prezentată în figura 8. Toate grupurile se încadrează în normele naţionale, însă există depăşiri faţă de normele europene. Pe măsură ce se vor aplica cele două măsuri, există perspectiva încadrării şi în normele europene.

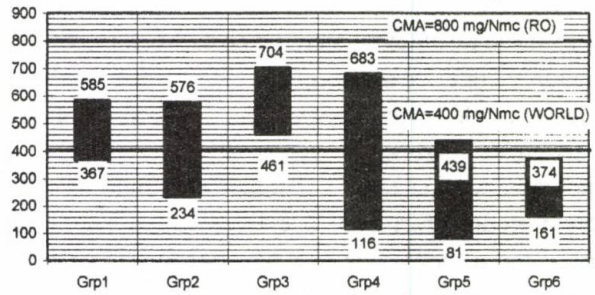



Fig. 8. Emisiile de $NO_x$ raportate la normele naţionale şi internaţionale.

## Concluzii

• Strategia S.C. Termoelectrica S.A. prevede ca grupurile energetice de 210 MW de la termocentrala Mintia şi cel de 150 MW de la termocentrala Paroşeni să fie modernizate, pentru a participa în continuare la producţia de energie electrică şi termică.

• Termocentrala Mintia poate participa la piaţa de energie românească şi europeană, ca urmare a costurilor de producţie competitive pe care le poate obţine. Grupul de 150 MW va participa la piaţa de energie conjunctural, ca urmare a costului de producţie ce se prelimină să fie mai ridicat.

• Termocentralele Mintia şi Paroşeni vor asigura în continuare energia termică necesară municipiului Deva şi oraşelor din Valea Jiului, neexistând în prezent o soluţie tehnică mai bună.

• Grupurile energetice de 225 MW modernizate vor putea participa la reglajul de frecvenţă-putere după interconectarea SEN cu UCTE.

• Măsurile luate privind protecţia mediului permit încadrarea în normele naţionale şi europene privind emisiile de pulberi sedimentabile. Emisiile de $NO_x$ se încadrează în normele naţionale, iar după realizarea măsurilor suplimentare, se prelimină încadrarea şi în normele europene.

**BIBLIOGRAFIE:**


[1] Vaida, V., Bereş, F. *30 de ani în slujba energeticii româneşti.* Ed. Mirton, Timişoara, 1999.

[2] xxx *Financial Times – Energy*, februarie 2001.

[3] Vaida, V. *Reabilitarea şi modernizarea instalaţiilor energetice de la termocentrala Mintia în vederea interconectării sistemului energetic românesc la UCTE.* În: Energetica, 48, nr. 1, 2000, p. 16.

[4] Vaida, V şi alţii. *Disponibilitatea cazanelor de la grupurile de 210 MW din Termocentrala Mintia–Deva între deziderat şi realizări.* În: Energetica, 47, nr. 11, 1999, p. 500.

[5] Power Engineering – INTERNATIONAL March 2001.

[6] ANRE Reglementări, vol.1, Bucureşti, Iulie 1999.

[7] *Asbestos* - 1926.1101.


**Referent: ing. Ovidiu Pop – S.C. Termoelectrica S.A.**

**(Primit la 29 martie 2001, acceptat la 4 mai 2001)**

## *Manifestări tehnico-ştiinţifice*

### Sectorul energiei electrice din România la începutul secolului XXI – Opinia grupurilor de interese

**- Dezbatere organizată de CNR al CME -**

(urmare din p. 243)

Reprezentantul S.C. Termoelectrica S.A., principalul producător de energie electrică din ţara noastră, a prezentat preocupările de bază ale Societăţii din punct de vedere tehnic, precum şi financiar, astfel încât unităţile sale să devină „curate" şi atractive din punct de vedere financiar pentru eventualii cumpărători. Conducerea S.C. Termoelectrica S.A. apreciază însă că adevărata valoare a sa constă în oameni, specialişti care asigură funcţionarea centralelor electrice din subordine.

Reprezentanţii societăţilor de transport şi de distribuţie a energiei electrice au prezentat principalele preocupări pentru modernizări şi restructurare. C.N. Transelectrica S.A., companie a statului care asigură serviciul de transport şi de operare, este deosebit de interesată atât în reabilitatea LEA, realizarea sistemului de metering şi a sistemului EMSCADA, cât şi în accentuarea procesului de privatizare şi în alte domenii decât cel energetic, având în vedere faptul că sectorul energiei electrice subvenţionează în prezent o serie de unităţi neperformante ale statului.

S.C. Electrica S.A. va cunoaşte o amplă restructurare prin realizarea a opt societăţi de distribuţie şi scoaterea la vânzare a circa 35 % din acţiuni. Principalele probleme ale Societăţii sunt determinate de neacoperirea costurilor prin tariful reglementat de energie electrică, de necesitatea de a dezvolta un proiect naţional pentru reabilitarea reţelelor de joasă tensiune, precum şi problemele deosebite legate de recuperarea datoriilor de la rău platnici.

Problemele energetice specifice municipalităţilor au fost prezentate de reprezentantul primăriei din Ploieşti. Eforturile făcute pentru realibitarea sistemului de termoficare, pentru reducerea pierderilor şi contorizarea până la nivel de bloc şi scară a energiei termice, monitorizarea consumurilor de energie la unităţile administrative şi de învăţământ, dispecerizarea transportului public urban, precum şi reabilitarea sistemului de iluminat public, sunt prevederi de bază ale strategiei energetice a municipiului şi reprezintă o problemă importantă a primăriei. Măsurile adoptate, şi care urmează să fie puse în practică, vor permite reducerea facturii energetice a primăriei, dar şi creşterea confortului urban al locuitorilor oraşului.

Reprezentanţii sindicatelor şi ai salariaţilor unităţilor energetice au subliniat faptul că, încă de la început, au susţinut procesul de restructurare a sectorului energetic şi au adus o contribuţie importantă la obţinerea unor progrese în domeniu. Pentru a nu determina efecte sociale nesuportabile, procesul de restructurare şi liberalizare trebuie făcut pe baza unei strategii inteligente, prudente şi adaptabile. Dialogul continuu cu sindicatele şi salariaţii sectorului va permite stabilirea vitezei optime a procesului de restructurare. Un rol important în dezvoltarea procesului îl are stabilirea corespunzătoare a tarifelor, prin corelarea cu costurile reale ale societăţilor din sectorul energetic.

Aspectele actuale legate de legislaţia în domeniul energetic, abordate în cadrul discuţiilor, au pus în evidenţă necesitatea îmbunătăţirii cadrului legislativ pentru asigurarea atractivităţii pentru investitori. Cadrul legislativ actual încă nu asigură o privatizare de succes a industriei energetice. De asemenea, este necesar să se elimine unele neconcordanţe legislative în domeniul energetic (de exemplu, relaţia dintre ANRE şi Oficiul Concurenţei).

(continuare în p. 261)

# S.C. Hidroelectrica S.A., element catalizator al pieței de energie din România

**ing. ec. Nicolae PĂUNESCU***
**ing. Nicolae OPRIȘ***
**ing. Cristina MÂNDRICAN***

*Dependentă de situația hidrologică, greu predictibilă în prezent, S.C. Hidroelectrica S.A. trebuie să găsească soluții pentru asigurarea unor performanțe economice menite să-i asigure succesul pe piața internă și externă de electricitate. Participarea la o astfel de piață presupune obținerea unor performanțe tehnice impuse de standardele europene.*

Descriptori: piață de energie, eficiență economică, performanțe tehnice

## 1. Piața de energie electrică în România – situația actuală

Introducerea mecanismelor concurențiale de piață se realizează treptat, o dată cu restructurarea instituțională a sectorului. În prezent, ne aflăm într-o perioadă de tranziție, caracterizată prin:

- aplicarea parțială a unor reglementări, cu derogări, în principal datorită lipsei infrastructurii adecvate pentru măsurarea și determinarea unor cantități orare de energie și servicii tehnologice de sistem;
- emiterea de reglementări cu aplicare pe perioadă determinată, care să asigure tranziția către o piață concurențială de energie;
- reglementare insuficientă în anumite domenii, inclusiv în cel privind serviciile de sistem.

### 1.1. Structura pieței angro

Piața angro de energie electrică se compune în prezent din:

- piața reglementată, care reprezintă circa 85 % din volum;
- piața concurențială, care reprezintă restul de 15 % din volumul energiei tranzacționate.

Valoarea de 15 % de deschidere a pieței este dată de consumul cumulat al consumatorilor care își pot alege furnizorul acreditați, în prezent doar 7 % din consumul acestora fiind acoperit cu contracte.

- **Piața reglementată:** are ca specific **furnizorul unic** S.C. Electrica S.A și cuprinde contractele de vânzare-cumpărare a energiei electrice încheiate cu principalii producători: S.C. Termoelectrica S.A. și S.C. Hidroelectrica S.A., la care se adaugă contractul de tip PPA cu S.N. Nuclearelectrica S.A. Aceste contracte se caracterizează prin **prețuri și cantități reglementate** de către ANRE.
- **Piața concurențială:** cuprinde contractele negociate de producători și/sau furnizori cu consumatorii care își pot alege furnizorul.
- **Piața spot:** ca marfă, energia electrică are o particularitate unică, și anume imposibilitatea stocării, ceea ce duce la necesitatea asigurării în permanență a egalității dintre producție și consum. Suplimentar, și consumul are un grad ridicat de incertitudine, ceea ce face imposibilă acoperirea integrală a pieței prin contracte cu cantități ferme. Piața spot are un dublu rol:
  - acoperirea cantităților consumate de energie electrică, dar neasigurate în prealabil prin contracte;
  - emiterea unui semnal de preț privind valoarea reală, de piață, a energiei electrice, semnal util în negocierea contractelor pe piața concurențială.

### 1.2. S.C. Hidroelectrica S.A. și piața de energie

S.C. Hidroelectrica S.A. s-a născut o dată cu piața de energie, într-o conjunctură extrem de nefavorabilă, dat fiind faptul că anul 2000 a început ca un an hidrologic de excepție, pentru ca după luna iulie să fie foarte secetos. În contextul unui contract rigid de vânzare – cumpărare, S.C. Hidroelectrica S.A. a fost nevoită, în virtutea prevederilor din Codul Comercial, să cumpere energie de la S.C. Termoelectrica S.A. la un preț mai mare decât cel cu care a "revândut-o" la S.C. Electrica S.A. Toate acestea au dus la pierderi financiare importante. Un complex conjuctural nefavorabil a dus la golirea lacurilor, care la finele anului 2000 au ajuns la un grad de umplere de 25 %, unele chiar sub 10 %.

O speranță a venit dinspre contractul pentru asigurarea serviciilor tehnologice de sistem, S.C. Hidroelectrica S.A. depunând eforturi susținute în promovarea acestui contract.

Mai exista o speranță – consumatorii care își pot alege furnizorul, dar caracterul de noutate al problemei a făcut ca în anul 2000 aceste contracte să nu poată fi derulate.

Pentru anul 2001 situația a început mai bine, în primul rând datorită faptului că există o experiență și unele neajunsuri au putut fi corectate din start. Mai mult, în primele trei luni s-au încheiat contracte cu patru consumatori care își pot alege furnizorul și, pe fondul unui debit al Dunării peste valorile prognozate, s-a reușit un export de energie. Aceste contracte au întregit experiența colectivelor de lucru din S.C. Hidroelectrica S.A., ceea ce face ca în prezent să se depună eforturi pentru crearea unor baze de date și programe care să optimizeze

* S.C. Hidroelectrica S.A, București

## Prima masă rotundă cu tema: "PROIECTE CDI ÎN DOMENIUL ENERGIEI COFINANŢATE PRIN PROGRAMUL RELANSIN"

*În ziua de 22 mai 2001, la sediul Universităţii "POLITEHNICA" Bucureşti, s-a desfăşurat prima masă rotundă cu tematica "Proiecte RELANSIN în domeniul energiei", organizată prin colaborarea dintre ASTER şi AMCSIT – POLITEHNICA.*

*În cuvântul său de deschidere prof. dr. ing. Daniel Bunea, director general AMCSIT, a apreciat pozitiv iniţiativa, exprimând speranţa că la acţiunile similare viitoare participarea va fi pe măsura eforturilor organizatorice.*

*Relevăm prezenţa la această manifestare tehnico-ştiinţifică şi a reprezentanţilor unor cofinanţatori şi beneficiari semnificativi precum S.C. Termoelectrica S.A. şi S.C. Hidroelectrica S.A.şi S.C. Electrica S.A.*

*Moderatorii, prof. dr. ing. Nicolae Vasiliu– director Departament Monitorizare AMCSIT şi prof. dr. ing. Nicolae Golovanov – redactor-şef adjunct al revistei Energetica, au supus atenţiei participanţilor 10 dintre proiectele în domeniu, selectate din lista de peste 60 contracte în curs de derulare cu cofinanţare RELANSIN.*

*Intervenţiile, prin întrebări şi discuţii, au permis clarificarea unor aspecte tehnice, furnizând în acelaşi timp unele sugestii asupra căilor de urmat în finalizarea proiectelor respective.*

*În suplimentul de faţă se prezintă deja unul din aceste referate (proiectul 899/2000), iar în numerele următoare ale suplimentului revistei vom continua cu cele mai semnificative proiecte.*

**ing. Gheorghe VOICU - ASTER**

# Perturbaţii de înaltă şi joasă frecvenţă produse de instalaţiile electroenergetice asupra mediului înconjurător

**dr. ing. Marilena UNGUREANU, ing. Ioana ROMAN*, ing. Doru HASAN****

Proiect: **Metoda modernă de urmărire a perturbaţiilor de înaltă şi joasă frecvenţă produse de instalaţiile electroenergetice asupra mediului înconjurător**
Contract: 899/2000
Executant: Universitata „POLITEHNICA" Bucureşti
Finanţare: AMCSIT-POLITEHNICA
Beneficiar şi cofinanţator: C.N. Transelectrica S.A.
Durata proiectului: 15 luni
Persoană de contact: prof. dr. ing. Marilena Ungureanu – tel.fax: 410 47 05, e-mail: marilena @ el.poweng. pub.ro

**Rezumat**

*Perturbaţiile electromagnetice (PEM) generate de instalaţiile electroenergetice şi îndeosebi de către liniile electrice aeriene (LEA) de înaltă tensiune constituie unul din aspectele de compatibilitate electromagnetică ce caracerizează funcţionarea acestora şi fac parte din categoria poluare electromagnetică.*

*Încadrarea PEM în limitele prevăzute de legislaţia şi normele europene şi internaţionale impun ca necesară cunoaşterea în detaliu a mecanismelor de producere a PEM şi a factorilor cè influenţeaza intensitatea acestora.*

*Lucrare prezintă elementele principale ale realizării sistemului de urmărire a perturbaţiilor electromagnetice de joasă şi înaltă frecvenţă, care îmbină modelul de calcul cu descrierea diverşilor parametri ce influenţeaza variaţia acestora cu ajutorul sistemelor de referire informaţională.*

## 1. Introducere

În categoria perturbaţiilor electromagnetice (PEM) generate de instalaţiile electroenergetice şi îndeosebi de către liniile electrice aeriene (LEA) de înaltă tensiune sunt încadrate următoarele perturbaţii:

- perturbaţiile de înaltă frecvenţă sub forma câmpurilor electromagnetice (CEM) de 0,15–30 MHz, care afectează orice comunicaţie în domeniul frecvenţelor radio;
- perturbaţiile de 50 Hz sub forma (CEM) şi a tensiunilor induse şi a curenţilor induşi în instalaţii învecinate, ce ajung în contact cu personalul de exploatare.

Aceasta face posibilă dezvoltarea unei noi metode de analiză a PEM, bazată pe unele dezvoltări teoretice anterioare, în care să fie utilizate informaţiile asupra factorilor de mai sus obţinute prin sistemele informaţionale de referire GIS şi GPS, gândite ca o bază de date spaţiale, care pot furniza informaţii în timp real pentru unii din factori, cum ar fi condiţiile meteorologice. Noua metodă poate fi transpusă într-un program de calcul ca produs software, specializat şi testat pe o instalaţie reală, care să permită o evaluare rapidă a intensităţii acestor câmpuri, ţinându-se cont de elementele climatice şi geografice ale zonelor traversate de linie.

Necesitatea acestui mod de abordare a problemei PEM rezultă din faptul că, până în prezent, estimările curente se făceau prin utilizarea unor metode semiempirice sau simplificate, neadaptate suficient la parametrii reali ai instalaţiilor electroenergetice şi la condiţiile climatice din ţara noastră, ceea ce conducea la rezultate supra- sau subestimate faţă de cele reale [1, 2].

## 2. Analiza intensităţii câmpului electric de joasă frecvenţă (50 Hz) la sol

Câmpul în fiecare punct din spaţiu în vecinătatea LEA este eliptic rotitor. Pentru determinarea intensităţii acestuia se determină semiaxele elipsei descrise de vectorul câmp şi se alege valoarea cea mai mare. Intensitatea câmpului electric prezintă o alură în general descrescătoare cu depărtarea faţă de axul liniei, variaţii cunoscute ca profil transveral al câmpului electric. Alura profilului este dependentă de configuraţia stâlpului şi de numărul de conductoare, precum şi de poziţia punctului de calcul la suprafaţa solului sau a pantei terenului (fig.1 *a* şi *b*).

Evidenţierea câmpului magnetic în vecinătatea LEA este dată în figurile 2 *a* şi 2 *b*.

## 3. Determinarea perturbaţiilor electromagnetice de înaltă frecvenţă

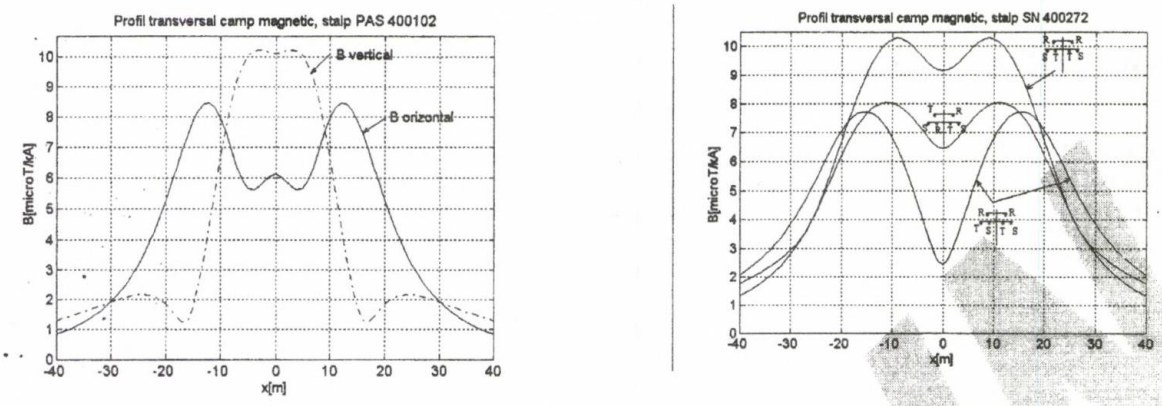
Datorită complexităţii fenomenului corona, care se afla la originea producerii câmpurilor perturbatoare de frecvenţe 0,15 – 3 MHz, metodele analitice utilizează concepul funcţiei generatoare ca o mărime caracteristică nivelului perturbator produs de un fascicol de conductoare. Funcţia generatoare exprimă efectul generator intrinsec al corona (mărimea şi viteza de variaţie a sarcinii spaţiale, deci câmpul electric); pentru conductoarele româneşti aceasta are expresia [1]:

$$\Gamma = 50 - 540/E_{max} + 74 \log d - 10 \log n,$$

unde $E_{max}$ este gradientul maxim al conductoarelor, $d$ şi $n$ diametrul şi numărul conductoarelor din fascicol.

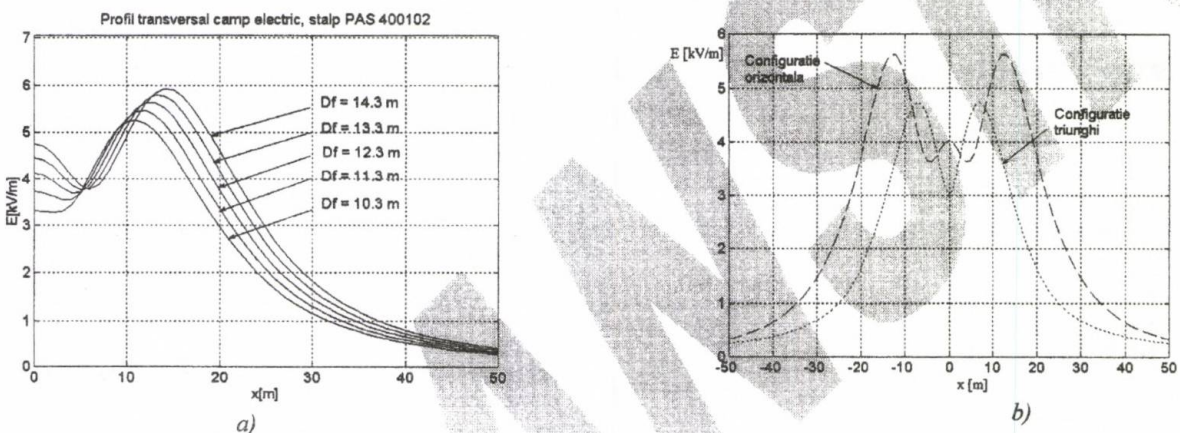
Predeterminarea nivelului perturbator se face utilizând analiza modală (fig. 3).

* Universitatea "POLITEHNICA" Bucureşti,
** CN Transelectrica S.A. – ST Sibiu



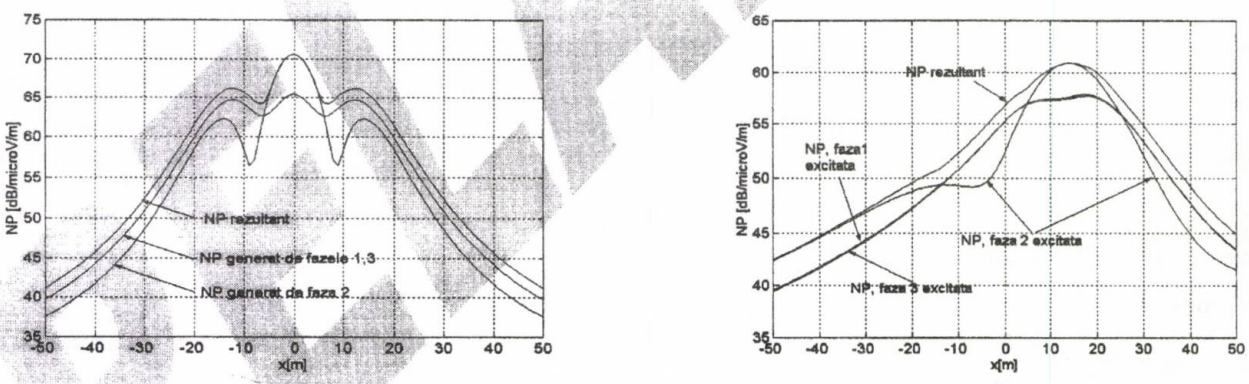

*a)* *b)*

Fig. 1. Variaţia câmpului electric pentru LEA 400 kV: a – cu distanţa între faze; b – cu configuraţia stâlpului.




*a)* *b)*

Fig. 2. Variaţia câmpului magnetic LEA 400 kV: *a* – după componentele orizontale şi verticale; *b* – după fazare.




*a)* *b)*

Fig. 3. Variaţia nivelului perturbator: a – pentru o linie 400 kV dispunere orizontală a fazelor; b – LEA 400 kV dublu circuit cu un circuit activat, configuraţie triunghi.

## 4. Cuantificarea datelor cu ajutorul sistemelor informaţionale de referire

Variaţiile câmpului electric şi magnetic de 50 Hz şi ale câmpului de înaltă frecvenţă se stabilesc cu ajutorul unui program de calcul dezvoltat în mediul de programare Matlab, program ce urmează a fi conexat cu baza de date ce conţine informaţii asupra parametrilor de care acestea depind şi care pot fi referite geografic, adică configuraţia geometrică, traseul liniei ca profil al "planului de potenţial zero", condiţiile meteorologice. Baza de date poate fi realizată prin utilizarea informaţiilor meteorologice şi de teren cu ajutorul sistemului GIS (fig. 4).

Este necesară parcurgerea următoarelor etape:

- analiza minuţioasă a datelor pe care trebuie să le cuprindă harta geografică digitală, ca şi a celor care pot fi ataşate acesteia;
- achiziţionarea datelor existente şi conversia acestora în datele necesare;

Pentru analiza, pe baza unui program de calcul, a câmpurilor perturbatoare pentru orice linie, dar şi pentru alte aplicaţii care ar face apel la acest tip de date, se stabileşte un anumit format pentru fişierele bazelor de date care să fie completate de utilizatori; aceasta trebuie urmată de crearea, în mediul de programare folosit, a unor rutine de parcurgere a

acestor fişiere care să fie incluse în programul principal de calcul. Odată completat, programul trebuie să fie transformat într-un fişier executabil, care la rândul lui poate fi lipit sistemului informatic general al filialelor.

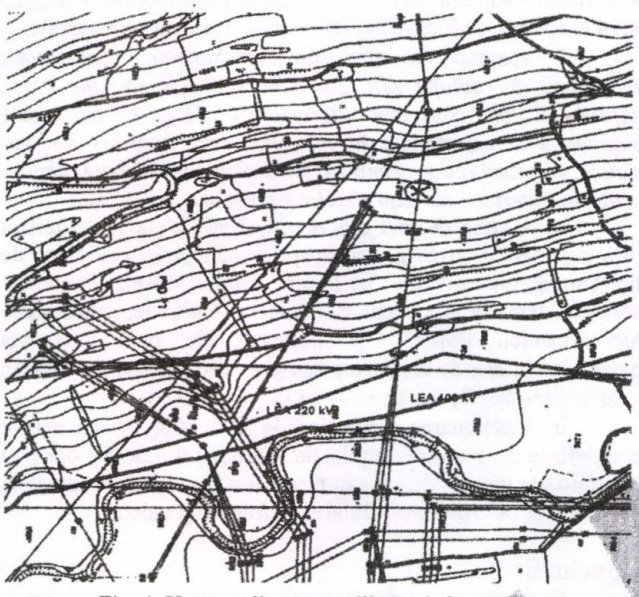



Fig. 4. Hartă realizată cu mijloace informatice.

În prezent, datele de intrare care ar fi utile analizei fie nu sunt suficient cunoscute (configuraţie de teren, condiţii meteo), fie sunt împrăştiate în diferite fişiere cu care sunt caracterizate diversele tronsoane de linii (configuraţia şi echiparea liniei), căutarea şi interpretarea lor constituind un proces complicat fiind totodată un mare consumator de timp. În plus, zonele meteo necesită o caracterizare detaliată a precipitaţiilor privind intensitatea şi durata, dar şi o localizare mai precisă în lungul liniei.

Fişierele de date cu care vor fi caracterizate liniile din punctul de vedere al aplicaţiei vor fi: „ Configuraţie", „ Traseu", „ Meteo" (fig. 5). Rezultate obţinute în urma calculului vor fi depuse într-un fişier specific fiecărei linii.

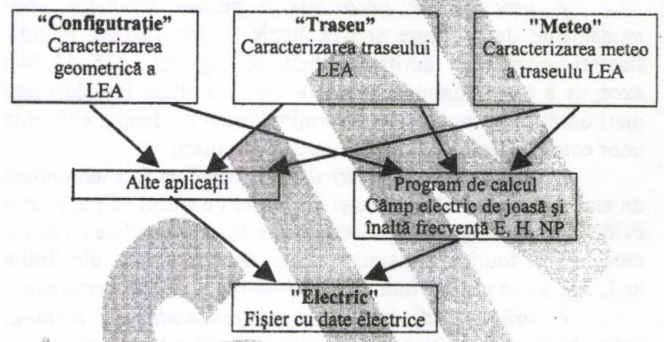



Fig. 5. Organizarea bazei de date.

În stadiul actual al cercetării, este propusă o primă formă estimată pentru fişierele de date menţionate mai sus. Ele vor fi completate pe măsura evidenţierii importanţei lor în fazele următoare ale lucrării.

**BIBLIOGRAFIE**

[1] CIGRE *Interferences produced by corona effect of electric systems.* Addendum to CIGRE Document nr. 20 - WG 36.01.

[2] Ungureanu, M., Cristescu, D., Băran, I., Trecat, J. *Coupling phenomena between overhead transmission lines, Conference of Electromagnetic Compatibility*, CEM- Rome 1996.

[3] Ungureanu, M., Cristescu, D., Roman, I. *Procedura privind limitele admisibile de lucru ale câmpului electric şi magnetic de joasă frecvenţă.* Contract cercetare UPB-CN Transelectrica SA nr.41/2000.

# Implicaţiile impurificatorilor chimici anorganici şi organici asupra principalelor componente ale grupului energetic: sistemul vaporizator, supraîncălzitor şi turbină

**dr. chim. Aurelia BOLMA , ing. Agnes ŞERBĂNESCU***

Proiect: **Tehnologii moderne de obţinere a apei pure pentru generatoarele energetice şi de tratare a condensatului turbinelor în scopul minimizării impurificatorilor anorganici şi organici din circuitul termic**
Contract: 411/ 1999
Executant: ICEMENERG
Finanţare: AMCSIT – POLITEHNICA
Beneficiar şi cofinanţator: S.C. Termoelectrica – S.E. Deva
Durata proiectului: 3 ani
Persoana de contact: Aurelia Bolma – tel. 321 69 66, fax: 322 27 90
e-mail: bolma@icemenerg.vsat.ro

**Rezumat**

*Funcţionarea sigură şi economică a centralelor electrice având grupuri energetice de mare putere (200 MW şi 300 MW) este dependentă de menţinerea unui regim termochimic capabil să asigure limitarea depunerilor, a antrenărilor şi a coroziunilor în toate circuitele.*

*Studiile realizate de ICEMENERG-SME la CET Mintia au evidenţiat limitele tehnologiilor actuale ale instalaţiilor de tratare a apei, precum şi implicaţiile impurificatorilor chimici asupra agregatelor grupului energetic nr. 4.*

## Stadiul actual

Cazanele cu străbatere forţată unică care există la CET Mintia reprezintă, din punct de vedere funcţional, o categorie aparte de generatoare de abur, siguranţa în functionarea lor depinzând în mod esenţial de perfecţionarea tratării apei de adaos şi a condensatului de turbină. Tehnologiile actuale de tratare a apei şi a condensatului de turbină de la CET Mintia datează din anul 1970, din care cauză performanţele acestora sunt limitate.

Implicaţiile neîncadrării indicilor chimici anorganici şi organici ai apei din circuitul termic în cerinţele normelor europene (VGB R 450) şi internaţionale (EPRI) s-au concretizat în distrugerea lentă a peliculei protectoare de magnetită, depuneri rezultate din transportul produselor de coroziune, precum şi în atacul coroziv al apei şi aburului asupra agregatelor energetice.

## Limitele tehnologice ale instalaţiilor actuale de tratare a apei de la CET Mintia

Apa brută care alimentează instalaţia de tratare chimică a apei de la CET Mintia este apa râului Mureş, care se

* S.C. ICEMENERG S.A., Bucureşti

caracterizează printr-o salinitate variabilă, cuprinsă între 5 – 12 mval /l, fiind deseori poluată cu substanţe organice.

Expertizarea funcţionării actuale a instalaţiilor de tratare a apei: pretratare, demineralizare şi tratare condensat de la CET Mintia, realizată de ICEMENERG - SME a relevat următoarele:

➢ ***procesul de pretratare*** a permis obţinerea unor randamente de reducere satisfăcătoare a principalilor impurificatori anorganici: duritate, siliciu şi organici (35–45 %); excepţie a făcut conţinutul de fier, care s-a situat la valori mai mari decât cele impuse, iar determinările au evidenţiat existenţa unor coloizi organocomplecşi macromoleculari;

➢ ***procesul de demineralizare,*** având ca flux tehnologic un etaj cationic, unul anionic şi o finisare pe filtrul cu pat mixt a evidenţiat existenţa unor procese avansate de degradare chimică, mecanică şi fouling a răşinilor schimbătoare de ioni din liniile nr.1, 2 şi 3 ; ca urmare indicatorii tehnologici au fost perturbaţi;

➢ ***procesul de tratare a condensatului de turbină,*** redus la o singură treaptă de filtrare – filtrul cu pat mixt - (fitrarea mecanica fiind desfiinţată), a permis realizarea unor randamente satisfăcătoare privind reducerea conţinutului de siliciu şi fier; reducerea în procente mici (21-33%) a substanţelor organice presupune că dimensiunile, configuraţia şi natura acestora nu permit reţinerea lor pe schimbătorii de ioni care echipează în prezent treapta de fitrare.

## Regimul chimic al apei în circuitul termic al generatorului de abur aferent grupului energetic nr. 4

Monitorizarea on–line de către SME a regimului chimic al apei – abur – condensat pentru generatorul energetic nr. 4 a relevat următoarele:

➢ ***apa de adaos*** introdusă în circuitul termic s-a încadrat parţial în normele impuse pentru indicii chimici, şi anume conţinutul de siliciu, sodiu şi conductivitatea electrică sunt în limita valorilor acceptate; în schimb conţinutul de substanţe organice dizolvate a fost ridicat (TOC > 1,3 ppm), în tot circuitul termic;

➢ ***condensatul de turbină*** tratat în STC a prezentat valori ale indicilor chimici anorganici în limita normelor impuse, cu remarca nereducerii conţinutului de impurificatori organici;

➢ ***apa de alimentare,*** precum şi a ***aburului viu*** produs au relevat indici chimici anorganici în limitele normelor şi valori ridicate pentru impurificatorii organici;

➢ variaţia potenţialului redox în tot circuitul apă – abur – condensat s-a situat între 27 şi 17 mV, indicând un caracter variabil de la un mediu cu proprietăţi oxidante spre un mediu reducător, cu tendinţe de formare a stratului protector de magnetită.

Impurificatorii organici identificaţi şi cuantificaţi (acizi, esteri, hidrocarburi) în circuitul termic al grupului energetic nr. 4 cu tehnică analitică modernă ( ***spectrometru de masă cu dublă focalizare VG-Analytical -70SE cuplat cu un cromatograf de gaze Hewlett-Packard HP 5890*** din dotarea ICECHIM), s-au regăsit în tot circuitul apă – abur – condensat, la valori de circa 3 ori mai mari decât valorile impuse în normele VGB.

## Implicaţiile impurificatorilor anorganici şi organici asupra agregatelor energetice

Sinteza principalelor evenimente produse în sistemul vaporizator- supraîncălzitor – turbină al generatorului energetic nr. 4 efectuată de ICEMENERG - SME a relevat următoarele:

➢ spargeri de ţevi din următoarele zone: *zona inferioară de radiaţie ZIR; zona de medie de radiaţie ZMR; supraîncălzitorii convectivi intermediari SCI;* ţevile din zonele avariate s-au caracterizat în principal prin: *spărturi longitudinale, reduceri ale grosimii peretelui ţevii sub limitele admise, eroziuni puternice ale suprafeţelor exterioare, cu cenuşă;*

➢ o serie de ţevi din zonele avariate s-au caracterizat prin *depuneri de oxizi pe suprafeţele interioare,* coroziune de tip *"pitting sau cavitaţie"* ca urmare a unor acţiuni combinate: solicitări termice şi mecanice ridicate şi variabile, modificarea hidrodinamicii fluidului şi fierberea "în bule", prezenţa oxigenului în apa de alimentare sau/şi a "depolarizatorilor" de tip oxid de fier – $Fe_2O_3$ sau cupru - CuO.

În funcţionarea turbinelor de 210 MW nu au existat evenimente consemnate, explicaţia rezultând din desele opriri şi reporniri ale grupurilor, care în mod normal pot elua eventualele depuneri de sărurile de pe ajutaje, diafragme şi palete.

## Concluzii

Coroborarea evaluărilor efectuate în ceea ce priveşte performanţele şi deficienţele tehnologiilor actuale de tratare a fluidelor apă-condensat, pe de o parte, şi implicaţiile impurificatorilor chimici din circuitul apă-abur-condensat diagnosticate, impun *elaborarea şi implementarea unor tehnologii moderne şi complexe de tratare a apei şi a condensatului de turbina la CET Mintia.*

În cadrul proiectului, se vor elabora, în etapele următoare, tehnologii moderne pentru tratarea apei de adaos şi a condensatului de turbină. Vor fi modelate, la nivel de laborator, tehnologiile perfecţionate ale sistemului de tratare a apei cu schimbători de ioni în strat compact: UPCORE, AMBERPACK, PACKED BED şi/sau strat compact - pat fluidizat: SCHWEBEBETT. Selectarea tehnologiilor se va realiza în urma evaluărilor tehnico - ecomonice şi ecologice.

**BIBLIOGRAFIE**


[1] Downing, E., Coleman, A. În: Desalination, 99, 1994, p. 383 – 399.

[2] Frederick, K. În: Ultrapure Water, Jul.-Aug., 1996, p. 53 – 57.

[3] Murray, W., Brennan, E., Frese, E., Bachman, G. În: Ultrapure Water, Jul.-Aug., 1996, p. 39–47.

[4] x x x *Interim Consensum Guidelines on Fossil Plant Cycle Chemistry*, EPRI CS – 4629, 1986.

[5] x x x *Regulament de exploatare tehnică privind regimul chimic al apei şi aburului în centralele electrice şi termice*, PE 218, 1998.

[6] x x x VGB Kraftwerkstechnik, 61, 10, 1981, p. 856 – 876.

[7] x x x *VGB Richtlinien fur Kesselspeisewasser Kesselwaser und Dampf von Wasserrohrkesseln der Druckstufen ab 64 bar ausgabe 1980.* În: VGB Kraftwerkstechnik, 60, 10, 1980, p. 793 - 800

activitatea de marketing și management energetic.

**1.3. Asigurarea serviciilor de sistem de către S.C. Hidroelectrica S.A.**

Trebuie menționat faptul că ceea ce interesează în mod deosebit, ca aport hidro la serviciile de sistem tehnologice, constă în asigurarea "rezervei minut" a sistemului, motiv pentru care analiza se va face numai pentru elementele ce compun această rezervă.

Având în vedere situația hidrologică de excepție, un an secetos ce vine după un alt an secetos, și lipsa rezervelor de apă în marile lacuri, S.C. Hidroelectrica S.A. este pusă în situația de a nu mai putea asigura în întregime rezerva minut a sistemului (700 MW). Mai mult, este imposibilă o dispersare geografică a generării în centrale hidroelectrice și implicit a realizării serviciilor tehnologice de sistem cu toate grupurile hidro calificate. Astfel, grosul serviciilor este comasat în special pe Dunăre, unde este comasată și producția.

Această situație duce la un "conflict" în utilizarea capacităților de producere, în sensul că, dacă se utilizează puterea disponibilă a grupurilor pentru producere de energie, evitându-se deversarea și asigurându-se realizarea obligațiilor din contractul cu S.C. Electrica S.A., sistemul energetic ar rămâne fără o parte importantă din serviciile de sistem tehnologice. Dacă se asigură integral serviciile de sistem tehnologice, există riscul nerealizării producției contractate și implicit cumpărarea de energie de pe piața liberă, în condițiile în care s-ar deversa cantități importante de apă. Pusă în situația de a alege între "două rele", S.C. Hidroelectrica S.A. este tentată să aleagă soluția ce ar duce la pierderi economice minime.

După câteva runde de negocieri între cei implicați pe piața serviciilor de sistem, cu participarea activă a ANRE, au rezultat următoarele concluzii:

a - în mod categoric S.C. Hidroelectrica S.A. trebuie să asigure prioritar acele servicii de sistem unde are un aport substanțial, pentru ca Operatorul de Sistem (OS) să poată asigura la limită parametrii de calitate și siguranță ai sistemului;

b - din motive evidente, legate de lipsa resurselor de apă, S.C. Hidroelectrica S.A. nu poate angaja, în acest moment, în întregime cantitățile solicitate de Operatorul de Sistem.

## 2. Piața serviciilor de sistem - cerințe de perspectivă

### 2.1. Conceptul de siguranță

Siguranța este o măsură privind asigurarea de servicii neîntrerupte pentru consumatori. Următorii indicatori de siguranță, determinați și de probabilitate, sunt utilizați la stabilirea acceptării unui sistem (care are suficiente resurse pentru a satisface cererea de sarcină a consumatorilor) :

- marja de rezervă: capacitatea instalată comparativ cu sarcina la vârf;
- pierderea de sarcină prevăzută (de exemplu o zi în 10 ani);
- energie nefurnizată prevăzută (de exemplu 1% în condiții de secetă);
- criterii pentru N-1 situații neprevăzute.

Acești indicatori sunt definiți de către organismul de resort.

În Europa Occidentală, UCTE stabilește recomandările privind siguranța pentru operațiunile de interconectare în 16 țări. UCTE are la bază colaborarea voluntară. Fiecare partener trebuie :

- să fie capabil să-și acopere propria curbă de sarcină;
- să mențină o anume rezervă de control primar și să fie echipat cu un control automat al producției (CAP);
- să întrunească criteriul N-1 situații neprevăzute pentru rețeaua de securitate.

Sub aspectul siguranței unui sistem de energie electrică în condiții de liberalizare, trebuie avute în vedere următoarele aspecte:

- Operatorul de Sistem răspunde de obținerea volumului necesar de servicii de la furnizorii potențiali;
- sunt necesare o definire și precizare clară pentru fiecare serviciu;
- costurile și prețurile pentru fiecare serviciu tehnologic de sistem (STS) apar separat de prețurile pentru energie;
- unul din principalele motive de separare a STS îl reprezintă tratarea STS drept servicii de transport. Aceasta va permite fixarea de tarife de transport, care să fie aplicate la accesul terților părți.

În ceea ce privește procurarea STS, Operatorul de Sistem poate folosi diverse mecanisme:

- proprietatea asupra echipamentului;
- servicii obligatorii;
- piețe bazate pe oferte pe termen scurt, de exemplu licitația zilnică;
- concurența prin contracte de achiziție pe termen lung.

În general, Operatorul de Sistem va continua să respecte criteriile tradiționale de siguranță, fiind însă nevoie de:

- îndreptarea spre standarde de siguranță mai precise, măsurabile și obligatorii;
- evaluarea impactului economic al criteriilor de siguranță asupra participanților la piață.

### 2.2. Nevoile de control și siguranță ale unui sistem de energie electrică

**Control activ de putere – frecvență**

În vederea menținerii frecvenței în limitele standard ale valorii sale nominale, sistemele moderne de energie electrică sunt echipate cu sisteme automate de urmărire a sarcinii. Aceste dispozitive de control încearcă să echilibreze în timp real atât producția, cât și cererea de energie. În funcție de diferitele scări de timp implicate, poate fi definită o ierarhie de control cu trei niveluri:

- **controlul primar,** care este un control local automat, realizat de

regulatorul de viteză propriu al generatorului. Acțiunea regulatorului joacă un rol cheie în menținerea frecvenței cât mai aproape de valoarea sa nominală, evitând devieri semnificative de la aceasta. Caracteristica dinamică a acestui control se situează într-un interval de câteva secunde (fig.1);

- **controlul secundar,** care este un control automat asigurat pe criteriul zonei de control, fiind realizat de CAP (controlul automat al producției). Acest dispozitiv emite semnale sub formă de impulsuri la mai mulți producători amplasați în zonele de control, cu scopul de a readuce frecvența la valoarea ei nominală, dar și de a recupera rezerva primară (inclusiv nivelul rezervei primare asigurat de zonele de control extern prin liniile de interconexiune). Scara timpului acestui control variază între 5 și 15 minute (fig. 2);

- **controlul terțiar** este un control în buclă deschisă, asigurat de Operatorul de Sistem pentru a restaura nivelurile de rezervă secundară și pentru a aduce sistemul la condiții optime de funcționare din punct de vedere economic. Scara timpului pentru acest control este mai mare de 30 minute.

Schema propusă de ierarhizare a controlului permite optimizarea managementului resurselor de control. Această ierarhie este prezentată în figura 3.

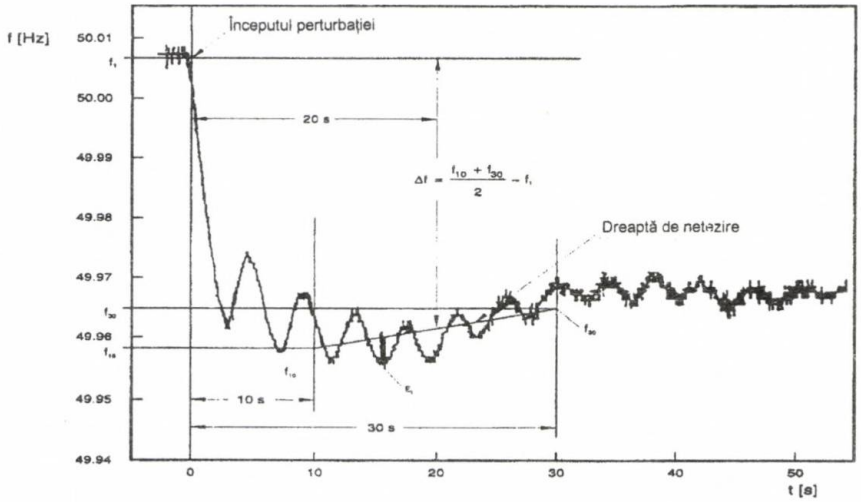



Fig. 1 Evaluarea performanțelor de reglaj primar prin criteriu $f_{20}$.

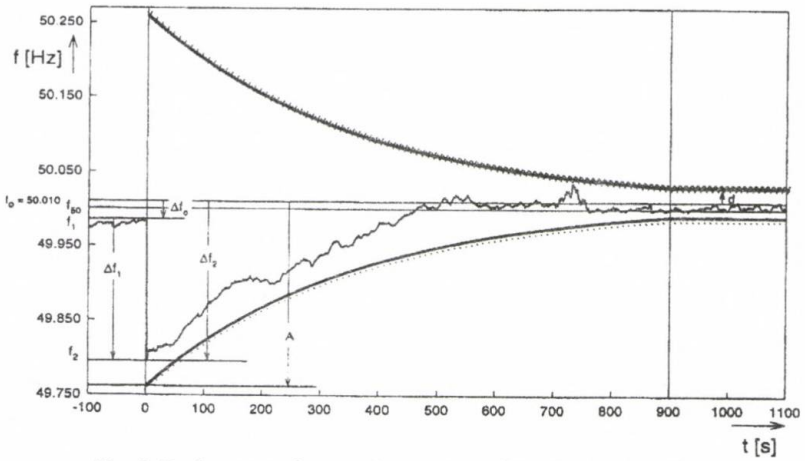



Fig. 2. Evaluarea performanțelor cu ajutorul "curbei trompetă".

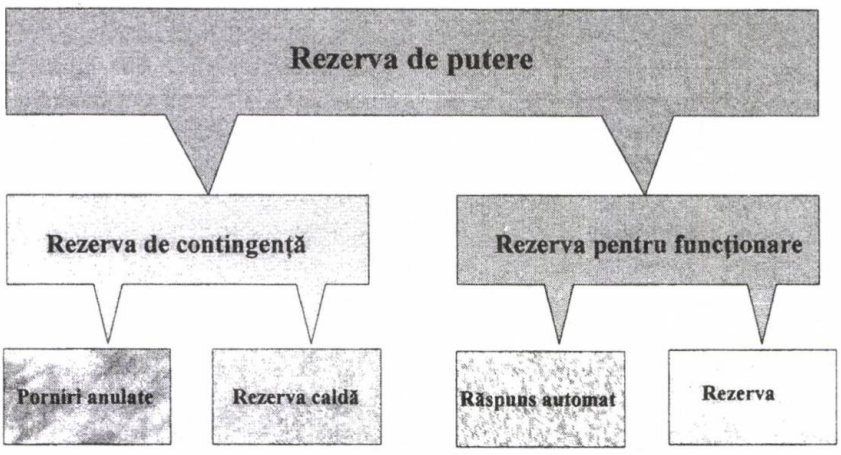



Fig. 3. Structura rezervei de putere.

*Cerințele UCTE și pregătirea grupurilor pentru participarea la serviciile de sistem*

Acțiunea de pregătire a centralelor hidroelectrice pentru efectuarea probelor de performanță în vederea interconectării SEN la UCTE, a reliefat unele neajunsuri ale actualelor proceduri și impune unele schimbări cum ar fi:

a - reevaluarea reglajului statismelor la grupurile hidroelectrice, astfel încât răspunsul de reglaj primar să se încadreze în cerințele criteriului $f_{20}$ ;

b - achiziționarea de aparatură care să permită testarea on-line a performanțelor de reglaj primar al generatoarelor și renunțarea la actuala procedură de verificare "frecvență-deschidere", care s-a dovedit a fi irelevantă;

c - îmbunătățirea sistemului de comunicație și a performanțelor regulatorului central frecvență-putere al operatorului de sistem, pentru a permite utilizarea optimă a rezervei de reglaj secundar și încadrarea în limitele "curbelor trompetă";

d - necesitatea continuării acţiunii de dotare a RAT cu sisteme PSS.

## Concluzii

Dezvoltarea pieţei de energie este inseparabil legată de dezvoltarea pieţei de servicii de sistem. Pentru asigurarea unor relaţii contractuale normale pe această piaţă, se consideră necesar să se soluţioneze în timp util următoarele:

1 - clarificarea modalităţilor de recunoaştere şi plată a cantităţilor de servicii de sistem efectuate, pentru a se elimina posibilităţile de speculare;

2 - crearea unui statut de "neutralitate" pentru Operatorul de Sistem, astfel încât să nu fie cointeresat în obţinerea de profit, prin diminuarea pe cale operativă a cantităţilor de servicii achiziţionate, în detrimentul siguranţei sistemului şi al calităţii energiei;

3 - recunoaşterea şi plata unor noi tipuri de servicii:

- pornirea de la zero a sistemului;
- rezerva contingentă de putere;
- utilizarea grupurilor de pompaj energetic în corecţia curbei de sarcină;
- recunoaşterea şi plata energiei reactive produse/absorbite în banda primară de reglaj al tensiunii.

**BIBLIOGRAFIE**

[1] UCTE- *Regles du jeu relatives aux reglages primaire et secondaire de la frequence et de la puissance dans l'UCPTE*, Bruxelles 1999.

[2] PHARE-*Propunere de metodologie pentru tarifele serviciilor tehnologice de sistem.* Bucureşti , 2000.

**Referent: conf. dr. ing. Marin Ghergu – Facultatea de Energetică, UPB**

**(Primit la 5 martie 2001, acceptat la 4 mai 2001)**

# *Manifestări tehnico-ştiinţifice*

## Sectorul energiei electrice din România la începutul secolului XXI – Opinia grupurilor de interese

**- Dezbatere organizată de CNR al CME -**

(urmare din p. 257)

Problemele specifice ale reglementatorului pe piaţa de energie electrică şi termică au fost prezentate pe larg de către reprezentantul ANRE. Eforturile făcute pentru realizarea unor reglementări clare, transparente şi corecte, au permis realizarea primilor paşi spre o piaţă de energie reală şi eficientă. Este necesară în continuare creşterea numărului de participanţi pe piaţă, creşterea gradului de liberalizare a pieţei, dar sunt necesare şi eforturile acestora pentru reducerea costurilor şi cunoaşterea în detaliu a mecanismelor de piaţă.

Unele probleme specifice energeticii nucleare au fost abordate de reprezentantul CNCAN. S-a pus accentul pe preocupările CNCAN privind controlul activităţilor nucleare, în special din punctul de vedere al mediului ambiant. Experienţa CNE Cernavodă arată că, pentru România, soluţia nucleară de producere a energiei electrice trebuie avută în vedere în strategia energetică a ţării.

Reprezentantul consumatorilor de energie (ANCER), precum şi reprezentantul Asociaţiilor de Proprietari au subliniat dorinţa acestora privind creşterea gradului de deschidere a pieţei, necesitatea realizării reale a unei pieţe concurenţiale, necesitatea ca reglementatorul să ia în consideraţie mai atent problemele specifice consumatorilor, mai ales a celor cu capacitate redusă de plată.

Reprezentanţii proiectanţilor, constructorilor, furnizorilor de echipamente şi tehnologii au abordat în principal aceeaşi problemă, dar în mod diferit. Reprezentanţii firmelor din străinătate au pus accentul pe lipsa investiţiilor în domeniu şi pe dificultăţile financiare determinate de obţinerea de profit care să facă viabile afacerile din România. Reprezentanţii firmelor din ţară au pus accentul pe faptul că, în condiţiile existenţei unor specialişti recunoscuţi, de înaltă valoare profesională, nu au acces la obţinerea de comenzi pentru produse de înaltă tehnologie, astfel încât marele potenţial de inteligenţă existent în ţară nu este folosit. Apare necesar ca în concurenţa cu firmele din exterior, guvernul României să sprijine mai mult firmele din ţară.

Intervenţia moderatorului lucrărilor s-a referit la necesitatea de a considera energia în primul rând ca marfă. În acest sens, subvenţiile reprezintă o piedică în atragerea investitorilor. În continuarea procesului de restructurare şi privatizare este necesar să se evite unele greşeli din trecut (prea multe entităţi, restructurare fără o lege a energiei etc.).

Reprezentantul Ministerului Industriei şi Resurselor a subliniat faptul că unele dintre aspectele menţionate în intervenţiile reprezentanţilor grupurilor de interese sunt în atenţia conducerii ministerului şi sunt avute în vedere la elaborarea strategiei pe termen mediu a energeticii din România.

Discuţiile care au avut loc pe marginea intervenţiilor reprezentanţilor grupurilor de interese au subliniat în special necesitatea continuării procesului de restructurare a sectorului energetic, cu utilizarea mai intensă a specialiştilor români pentru modernizarea capacităţilor energetice şi elaborarea cadrului legislativ adecvat dezvoltării acestui sector.

Dezbaterea organizată de CNR al CME a fost deosebit de apreciată, astfel că lucrările s-au prelungit atât pe toată durata pauzelor, cât şi ulterior, prin discuţii directe între participanţi.

# Măsuri pentru reducerea costurilor şi protecţia mediului propuse de Sucursala Electrocentrale Mureş în condiţiile economiei de piaţă a energiei

ing. David ŞTEFAN*

*Lucrarea prezintă una din problemele cu care se confruntă centralele termoelectrice de condensaţie în perioadele calde ale anului, când apar dificultăţi în funcţionare datorită temperaturii ridicate a apelor de răcire. Apele returnate din centrale pot cauza probleme de mediu, datorită poluării termice a apelor din râuri.*

Descriptori : circuit de răcire, poluare termică, instalaţii de răcire

## Introducere

Aspectele tehnico-economice legate de utilizarea apei de răcire preocupă Sucursala Electrocentrale Mureş, care este interesată în reducerea costului unei megawattoră produsă prin reducerea, pe de o parte, a cheltuielilor cu apa brută de răcire şi a conţinutului de poluanţi din apele evacuate şi, pe de altă parte, a cheltuielilor cu combustibilul, prin scăderea consumului său specific. Modul de funcţionare a circuitului de răcire propus de S. E. Mureş în prezenta lucrare este recomandabil în condiţiile actuale ale economiei de piaţă şi poate constitui exemplu şi pentru alte centrale electrice.

## 1. Aspecte tehnice generale

Atât centralele electrice prevăzute cu grupuri de condensaţie (CTE), cât şi cele prevăzute cu grupuri de termoficare (CET) au nevoie, pentru a putea funcţiona, de un anumit debit de apă de răcire pentru evacuarea căldurii reziduale de la condensatoarele turbinelor de abur şi de la alte răcitoare auxiliare.

Circuitul de răcire al unei termocentrale constituie legătura principală între termocentrală şi mediul acvatic şi/sau atmosferă [1].

Circuitele de răcire utilizate în termocentrale pot fi de tip **deschis** (funcţionare a circuitului numai cu apă din râu), **mixt** (funcţionare a circuitului cu apă din râu şi cu apă răcită în turnurile de răcire) şi **închis** (funcţionare a circuitului numai cu apă răcită în turnurile de răcire).

- În cazul răcirii în circuit deschis, ridicarea temperaturii apei restituite în râu este egală cu încălzirea apei în circuitul de răcire al centralei electrice. Cum, de obicei, debitul de răcire folosit este constant, această ridicare de temperatură a apei depinde de încărcarea termocentralei [2].
- În cazul răcirii în circuit mixt, o parte din cantitatea de apă preluată, mai mică decât la funcţionarea în circuit deschis, proporţională cu gradul de recirculare, este evacuată în emisar, producând o poluare termică.
- În cazul răcirii în circuit închis (caz particular al circuitului de răcire mixt) nu se pune problema poluării termice a râului. Prezenţa turnurilor de răcire în schema circuitului de răcire reduce foarte mult necesarul de apă proaspătă prelevată din râu, fiind de ajuns un debit de apă de adaos de circa 2-3 % pentru compensarea pierderilor din circuit. Totodată, performanţele turnurilor de răcire influenţează direct nivelul termodinamic al sursei reci a ciclului şi deci randamentul termic. De asemenea este influenţat atât consumul specific de combustibil, cât şi consumul serviciilor interne.

Analizând funcţionarea circuitelor de răcire în perioada critică de vară, caracterizată prin temperaturi ridicate ale aerului, temperaturi ridicate ale apei captate şi debite mici ale râurilor, rezultă că apele evacuate pot contribui la poluarea termică a râurilor. Totodată, sucursalele S.C. Termoelectrica S.A. s-au confruntat cu depăşiri ale temperaturii apei de răcire peste valorile admise (32-33 °C) la intrarea în condensatoarele turbinelor cu abur şi în răcitoarele auxiliare şi respectiv cu creşteri mari ale temperaturii la buraj (peste 40 °C), cauzate uneori şi de debitele de răcire scăzute. Ca urmare, s-au înregistrat creşteri ale consumului de combustibil şi reduceri de sarcină electrică.

În perioada rece a anului, cu temperaturi scăzute ale aerului şi apei, ridicarea temperaturii apei din râuri, datorată deversărilor apelor de răcire evacuate, nu aduce neajunsuri, ci dimpotrivă, poate avea efecte pozitive şi asupra faunei acvatice şi uneori şi asupra regimului de curgere a râurilor, iarna, prin reducerea înghetului. Evacuarea apei încălzite în această perioadă nu constituie poluare termică [2].

## 2. Aspecte economice generale

Cea mai mare parte din cantitatea totală de apă prelevată din râuri de către termocentralele aparţinând S.C. Termoelectrica S.A. este folosită în circuitul de răcire (circa 80 %). Ponderea părţii reci a termocentralelor, atât în ceea ce priveşte investiţia, cât şi costul unei megawattore produse, depăşeşte 10 %.

Cheltuielile cu apa brută de răcire constituie una din componentele variabile, care formează costul de producere a energiei electrice. În ultimii ani, o pondere semnificativă o au cheltuielile cu procurarea apei şi cu serviciile specifice de gospodărire a apei, suplimentate în mod deosebit cu plata pentru încărcarea termică şi penalităţi pentru poluarea termică la tarife majorate [5, 6]. La stabilirea penalităţilor

* Sucursala Electrocentrale Mureş

pentru poluarea termică nu s-a ţinut seama şi de aportul temperaturii apei prelevate din râu, care are consecinţe în funcţionarea/exploatarea necorespunzătoare a grupurilor energetice (la temperatura de proiect) în perioadele critice de vară. Cheltuielile anuale pentru apa brută, la nivelul S.C. Termoelectrica S.A., se ridică la sute de miliarde de lei.

## 3. Soluţia propusă pentru reducerea cheltuielilor cu apa de răcire la SE Mureş –CTE Iernut

Centrala termoelectrică de condenaţie din cadrul SE Mureş, de 800 MWh, cu patru grupuri de 100 MWh şi două de 200 MWh, trebuie, în mod normal, să dispună de un debit de răcire de circa 90000 $m^3/h$. În zona acestei centrale electrice râul Mureş asigură debitul necesar de apă pe o perioadă medie de 40 % din an, în circuit mixt [8]. Schema de principiu este prezentată în figura 1.

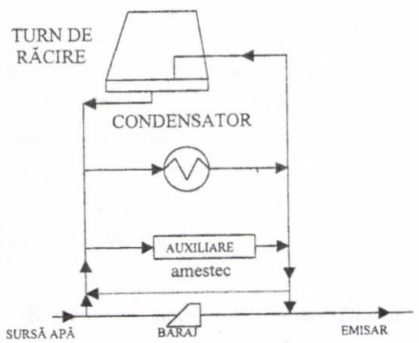



Fig. 1.

În cazul particular al CTE Iernut, pentru a menţine în funcţiune o putere de 100 MW este necesar ca prin condensatorul turbinei să circule un debit de apă de răcire de 3,2 $m^3/s$, care se va încălzi cu circa 9°C. Pentru a menţine în funcţiune un grup de 200 MW cu circuit de răcire deschis, CTE Iernut plăteşte lunar circa 300 mil. lei. Suma ce se impune a fi plătită lunar la o funcţionare cu sarcina de 500 MW este de circa 800 mil lei. Sumele menţionate mai sus se plătesc numai pentru încărcarea termică ($\Delta t$). Dacă la acestea se adaugă sumele corespunzătoare penalităţilor pentru poluarea termică, precum şi sumele pentru apa consumată/prelevată din râul Mureş [3, 4], CTE Iernut va plăti anual zeci de miliarde de lei.

În condiţiile actualei legislaţii, singura posibilitate de a nu plăti aceste sume, considerate exagerate, este de a nu polua termic râul Mureş, adică de a funcţiona în circuit de răcire închis şi a completa circuitul de răcire cu apă din râu pentru a acoperi pierderile din debitul vehiculat. La CTE Iernut acest lucru este posibil, în condiţiile reducerii sarcinii la 500-600 MW.

Consecinţele economice ale funcţionării în circuit de răcire închis, deci cu o temperatură superioară faţă de cea a funcţionării în circuit de răcire deschis, sunt următoarele:

- la funcţionarea centralei electrice se stabileşte un echilibru termic, astfel încât temperatura apei reci la ieşirea din turnurile de răcire să fie cu circa 4°C mai mare decât temperatura râului Mureş;
- dacă temperatura apei de răcire la intrarea în condensatoare este mai mare cu 4 °C, temperatura de buraj va fi mai mare cu 4 °C;
- din curbele de regim optim şi din curbele de corecţie rezultă o creştere cu 4 g c.c./kWh a consumului specific de combustibil convenţional, pentru producerea aceleiaşi cantităţi de energie electrică;
- consumul lunar suplimentar de gaz metan (corespunzător funcţionării la 200 MW) este de 501 mii $m^3$*, reprezentând o pierdere de 1 100 mil. lei. La o funcţionare cu 500 MW, corespunzător unui consum suplimentar de gaz metan de 1 252 mii $m^3$, rezultă o pierdere de 2 750 mii lei ;
- din punctul de vedere al sursei reci, turnurile de răcire asigură evacuarea căldurii în mediul înconjurător, în condiţii mai puţin avantajoase decât răcirea în circuit deschis [9], deoarece:

  - temperatura apei răcite în circuit închis este mai ridicată decât temperatura apei râului şi ca efect consumul specific al circuitului termic creşte cu 1,5 – 2,5 %;
  - apar consumuri specifice de energie electrică pentru pomparea apei în turnurile de răcire şi la turnurile de răcire cu tiraj forţat pentru antrenarea ventilatorului;

- ca în orice schimbător de căldură, temperatura apei de răcire este dependentă de mărimea suprafeţei active, de mărimea coeficientului de schimb de căldură şi de debitul de fluid răcitor, şi anume aerul care circulă prin turn [9];
- din punctul de vedere al economiei de energie este indicat ca debitul de apă recirculat prin turnurile de răcire şi durata de funcţionare a turnurilor să fie reduse, dar acest lucru este dictat de următoarele condiţii [9]:

  - bilanţul debitelor de apă pe râu în perioadele cu nivel scăzut al râurilor;
  - respectarea limitării de temperatură a apei în râu, în aval de centrala electrică, la valorile impuse de evitarea poluării termice[9, 10];
  - respectarea prevederilor legislative care obligă toţi utilizatorii de apă să funcţioneze în circuit închis pentru a economisi apa prin recirculare în instalaţiile de răcire existente (turnuri de răcire) şi care totodată interzic poluarea în orice mod a resurselor de apă [7].

S.E. Mureş a analizat funcţionarea grupurilor în luna septembrie 2000, luând în considerare

* $m^3$ în condiţii normale de temperatură şi presiune.

toate cheltuielile de exploatare pe care le implică circuitul de răcire. Analiza posibilităţii de reducere a cheltuielilor de exploatare a fost efectuată în funcţie de puterea medie produsă şi luând în considerare toate tipurile de circuit de răcire, pentru temperatura exterioară de 26°C şi pentru temperatura apei înainte de baraj de 22°C.

Ca măsuri pentru reducerea cheltuielilor, S.E. Mureş a propus reducerea temperaturii apei care este evacuată din condensator şi urmează a fi returnată în râul Mureş, prin funcţionarea centralei electrice în circuit de răcire închis.

Acest lucru poate fi realizat prin:

1 - montarea unei instalaţii de răcire pe circuitul de răcire, respectiv pe circuitul de evacuare a apei în râul Mureş;

2 - modernizarea turnurilor de răcire existente, astfel încât acestea să asigure parametrii funcţionali necesari (soluţii performante).

## Concluzii

- Turnul de răcire, ca parte componentă de bază a circuitului de răcire, are o pondere substanţială în randamentul global al termocentralei, îndeosebi la funcţionarea în circuit de răcire închis.
- Pentru reducerea cheltuielilor de exploatare, S. E. Mureş propune, în urma analizelor efectuate, funcţionarea în circuit de răcire închis, cu luarea în considerare a variantelor 1 sau 2 de mai sus.
- Soluţia tehnică trebuie să fie fundamentată prin întocmirea unui studiu tehnico-economic de către un institut specializat, din care va rezulta schema de funcţionare a circuitului de răcire în condiţii avantajoase din punct de vedere economic. La calculul de eficienţă economică se vor lua în considerare următoarele cheltuieli:

  - pentru consumul suplimentar de combustibil;
  - pentru apa prelevată/consumată;
  - pentru încărcarea termică ($\Delta t$);
  - pentru poluarea termică;
  - pentru consumul suplimentar de energie electrică (pompe, turnuri de răcire, ventilatoare).

- Efectele tehnico-economice obţinute prin soluţia fundamentată prin întocmirea studiului tehnico–economic se vor evidenţia în special la funcţionarea centralei în perioada caldă a anului, evitându-se pierderile de putere şi scăderea randamentului.
- Schimbarea modului de funcţionare va avea efecte importante, concretizate prin reducerea impactului asupra râului Mureş.
- Soluţiile tehnice propuse spre aplicare de S.E. Mureş pot fi generalizate prin adaptarea la condiţiile specifice existente în alte centrale care se confruntă cu probleme tehnologice şi de mediu similare.

**BIBLIOGRAFIE**


[1] Moţoiu, C. *Alegerea capacităţii şi a caracteristicilor turnurilor de răcire care funcţionează în regim variabil.* În: Energetica,19, nr. 2, 1971.

[2] Moţoiu, C. *Poluarea termică – o problemă actuală a energeticii româneşti.* În : Energetica, 21, nr. 1, 1973.

[3] HG 1001/1990 *privind sistemul unitar de plăţi pentru produsele şi serviciile de gospodărire a apelor.*

[4] *OG 63/1998 privind energia electrică şi termică.*

[5] HG 472/2000 *privind măsuri de protecţie a calităţii resurselor de ape.*

[6] *Ordin MAPPM nr.1711 / 2000 privind NTPA 012 / 2000.*

[7] Legea apelor nr. 107 / 1996

[8] M.E.E. *Note tehnice pentru centralele electrice. Turnuri de răcire.* ICEMENERG, 1970.

[9] Moţoiu, C., Furtunescu, H. ş. a. *Posibilităţi de economisire a combustibililor şi căldurii în centralele termice industriale şi termoelectrice.* Editura Tehnică, Bucureşti, 1976.

[10] 10.HG 730 / 1997 privind NTPA 001


**Referent: ing. Cornel Moţiu – S.C. Termoelectrica S.A.**

**(Primit la 29 martie 2001, acceptat la 4 mai 2001)**

❑

# Finanţarea proiectelor energetice şi rolul activităţii de consultanţă în obţinerea finanţării proiectelor

ing. Radu STOENESCU*
ing. Carmencita CONSTANTIN*
ing. Marian DOBRIN*
ing. Veronica PETRI *

*Proiectele energetice sunt obiective complexe, care necesită fonduri importante de investiţii, cu risc ridicat de recuperare, fiind alocate, în general, pe termene medii şi lungi.*

*Conceperea, realizarea şi implementarea proiectelor energetice reprezintă un proces iterativ, care necesită optimizarea atât a aspectelor tehnice, cât şi a celor financiare.*

*Scopul activităţii de consultanţă este acela de a sprijini compania de proiect (respectiv compania care a propus şi promovat proiectul spre finanţare, fiind implicată şi interesată în realizarea lui) să finalizeze proiectul conform graficului de eşalonare stabilit, în cadrul bugetului estimat şi în condiţiile de calitate preconizate.*

*Finanţarea de proiect reprezintă un proces complex.*

*Deoarece adeseori nu se pot oferi garanţii financiare şi/sau materiale pentru partea finanţată prin credit, finanţatorii trebuie să caute garanţii bazate pe robusteţea proiectului.*

*Este astfel necesară cunoaşterea relaţiilor dintre părţile implicate în dezvoltarea proiectului, a documentelor unui proiect, precum şi a problemelor cheie ale proiectului (punctele tari, punctele slabe etc.), privite din perspectiva finanţării proiectului.*

Descriptori: finanţare, consultanţă, risc

## Introducere

În România dezvoltarea infrastructurii energetice s-a realizat în principal din fonduri bugetare sau din fondurile de dezvoltare special create pentru acest sector. Începând cu anii 1980, alocarea surselor de finanţare a fost deficitară, această situaţie determinând stoparea dezvoltării, reabilitării sau modernizării sectorului energetic.

În ţările dezvoltate, într-o primă etapă, dezvoltarea infrastructurii energetice s-a realizat, de regulă, cu fonduri provenite de la instituţii internaţionale sau bănci de dezvoltare. Condiţionarea continuării acordării acestui tip de asistenţă financiară de anumite măsuri necesar a fi implementate a condus la reducerea accesului la aceste fonduri.

În prezent, finanţarea de proiect prezintă câteva caracteristici specifice, şi anume:

- finanţarea se bazează pe fluxul de venituri şi cheltuieli prezentat de proiect;
- compania de proiect este scoasă de sub obligaţia de a prelua datoria;
- capitalul social existent este utilizat pentru finanţarea proiectului;
- s-au dezvoltat tehnici de reducere a riscurilor.

Implementarea unui proiect energetic se confruntă, de regulă, cu probleme dificile, cauzate de diverşi factori perturbatori, cum ar fi: situaţia economică instabilă şi implicit existenţa unei pieţe a cererii de energie fluctuante şi nesigure, absenţa unui cadru legislativ bine definit şi coerent, lipsa de transparenţă etc.

Pentru atragerea surselor de finanţare în vederea realizării şi implementării proiectelor energetice, este necesar atât un cadru legislativ şi instituţional adecvat, cât şi pregătirea unor proiecte care să fie atractive pentru investitori.

## 1. Abordarea generală a finanţării unui proiect energetic

Proiectele energetice sunt obiective complexe, care necesită colaborarea unor specialităţi şi autorităţi diverse (prezentate în figura 1), intercorelate, dar, de multe ori, cu interese divergente.

### 1.1. Documentele principale ale proiectului

Între părţile implicate în dezvoltarea proiectului există legături structurale privind alocarea responsabilităţilor, dominate de relaţiile financiare.

Legăturile structurale prezentate în figura 1 se concretizează în suport, autorizaţii şi contracte.

Foarte important este faptul că suportul guvernamental poate lua în principal forma garanţiei pentru credite; pot fi necesare însă şi alte forme de suport al guvernului, cum ar fi politica de asigurare a accesului la resursele primare (combustibil), asigurarea preluării pe termen lung

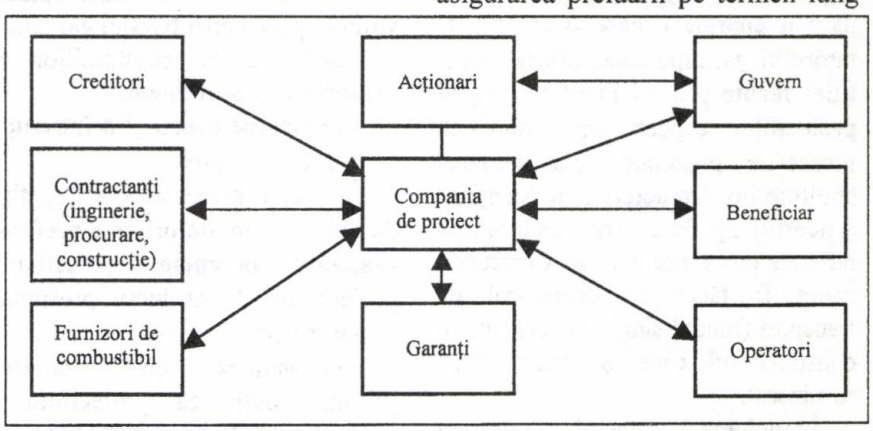



Fig.1.

* ISPE S.A.

a energiei produse, garantarea proiectului în cazul riscului la schimbări legislative sau preluarea riscurilor extreme. De asemenea, guvernul poate fi implicat în încheierea contractelor de concesionare şi/sau acordare de licenţă.

La stabilirea contractelor de concesionare trebuie luate în considerare următoarele elemente:

- garanţiile guvernamentale privind drepturile de preluare a proiectului;
- stabilirea perioadei de valabilitate a contractului de concesiune;
- solicitările părţilor privind corelaţia riscuri-venituri, alocarea riscului şi suportul guvernamental pentru acoperirea acestuia;
- transferul bunurilor în momentul expirării perioadei limită, în funcţie de schema de finanţare:
  - BOT: Built (construire) – Operate (exploatare) – Transfer (transfer),
  - BTO: Built (construire) – Transfer (transfer) – Operate (exploatare),
  - BOO: Built (construire) – Own (deţinere) – Operate (exploatare),
  - BOOT: Built (construire) – Own (deţinere) – Operate (exploatare) – Transfer (transfer);
- riscul schimbărilor legislative şi al evenimentelor de forţă majoră.

Contractele de bază ale proiectului, fără de care obţinerea finanţării este extrem de dificilă, sunt următoarele:

• **PPA** (Power Purchase Agreement – contractul de achiziţionare a energiei), care oferă finanţatorului garanţia recuperării investiţiei făcute prin elementele proprii proiectului, respectiv certitudinea că încasările prezentate pot acoperi cheltuielile. Caracteristica esenţială a acestui tip de contract este termenul lung pe care se încheie. Contractul poate fi făcut cu operatorul de transport (model single-buyer) sau cu consumatorul care îşi poate alege furnizorul.

Încheierea acestui contract presupune:

- stabilirea preţului energiei: fie prin prevederea unei taxe de rezervare de capacitate cumulată cu tarif de consum de energie, fie prin prevederea unui tarif unic aplicabil energiei livrate anual, cu o formulă ajustată sau nu în timp;
- impunerea unor producţii realiste pe toată durata pentru care se încheie acest contract.

• **FSA** (Fuel Supply Agreement – contractul privind aprovizionarea cu combustibil), care garantează posibilitatea obţinerii producţiilor previzionate. Acest tip de contract trebuie corelat cu contractul de achiziţionare a energiei şi trebuie să prevadă:

- condiţii privind cantitatea şi calitatea combustibilului achiziţionat;
- obligaţiile de preluare şi de plată.

La încheierea acestui tip de contract trebuie avută în vedere necesitatea acoperirii riscurilor privind creşterea costurilor, a întreruperilor în aprovizionare şi a neasigurării cantităţii şi calităţii corespunzătoare a combustibilului.

• **O & M** (Operating & Maintenance – contractul de exploatare şi întreţinere), care asigură finanţatorul în privinţa capacităţii de funcţionare a obiectivului pe toată durata de viaţă la parametrii tehnici prevăzuţi prin proiect. Contractul trebuie să aibă în vedere atât perioada de funcţionare, cât şi perioada de probe, anterioară punerii în funcţiune comercială.

Obligaţiile operatorului, necesar a fi stipulate în contract, se referă la:

- asigurarea funcţionării obiectivului la parametrii tehnici garantaţi;
- minimizarea cheltuielilor de exploatare şi întreţinere;
- reducerea uzurii şi a întreruperilor în funcţionare.

În cazul proiectelor energetice, de cele mai multe ori este preferată **realizarea la cheie** a obiectivului proiectului. Acest lucru presupune următoarele:

- necesitatea unui contract privind realizarea proiectului la cheie, în care trebuie avute în vedere aspectele referitoare la costurile proiectului şi penalităţile în ceea ce priveşte întârzierile în programul stabilit pentru execuţia lucrărilor de C+M;
- asumarea de către contractorul general a riscurilor referitoare la fluctuaţia monedei, a costurilor manoperei şi materialelor;
- necesitatea stabilirii datei limită de finalizare a lucrărilor, prelungirea acesteia având efecte negative asupra fluxurilor de bani alocaţi;
- necesitatea prevederii, la încheierea contractului, a condiţiilor referitoare la perioada de garanţie şi la posibilitatea apariţiei unor susceptibilităţi după încheierea acestei perioade.

Documentaţia de acordare a finanţării trebuie să cuprindă:

- acordul intercreditor;
- pachetul de garanţii oferite pentru acoperirea creditelor acordate;
- facilităţi oferite la acordarea creditului;
- contractele de bază ale proiectului.

### 1.2. Problemele cheie ale finanţării proiectelor energetice

Finanţarea unui proiect energetic are la bază condiţiile impuse de instituţia de finanţare şi se bazează pe efectul derulării finanţării asupra ratei de rentabilitate financiară a proiectului.

În finanţarea unui proiect energetic, o importanţă deosebită se acordă alocării valorilor de risc ce pot acoperi unele costuri neaşteptate, convenite iniţial prin angajamentele dintre creditori şi acţionari; aceste situaţii conduc la necesitatea analizei riscurilor, respectiv a balanţei riscuri-venituri suplimentare, care să probeze menţinerea fezabilităţii proiectului.

Principalele aspecte care trebuie luate în considerare pentru obţinerea finanţării unui proiect energetic sunt:

- viabilitatea proiectului şi capacitatea sa de autosusţinere;
- construcţia pe baze reale a contractelor pentru echipamente, lucrări, servicii şi bunuri;

- definirea fermă a elementelor de bază ale contractelor de finanţare;
- selectarea finanţatorilor şi explicitarea diferenţiată a modului de implicare a acestora asupra rentabilităţii proiectului şi asupra rentabilităţii capitalului propriu investit.

*Estimarea nivelului viabilităţii proiectului* trebuie să ia în considerare următoarele aspecte: analiza pieţei, analiza tehnologiilor, analiza combustibilului necesar funcţionării, amplasarea proiectului, cu referire la estimarea riscului de ţară.

*Existenţa şi robusteţea contractelor încheiate* (PPA, FSA, O&M, EPC – Engineering/Procurement/Construction) **constituie o condiţie esenţială a obţinerii finanţării.** Analiza acestor contracte trebuie să demonstreze baza reală pe care au fost construite şi să încurajeze încrederea finanţatorilor în posibilitatea respectării lor pe termen lung.

*Termenii de bază ai contractelor de finanţare* trebuie să ia în considerare următoarele elemente principale:

- modul de acordare şi asigurare a fondului de rulment iniţial (working capital) şi garanţiile aferente acestora;
- proiecţia financiară a proiectului (fluxul de venituri şi cheltuieli pe întreaga perioadă de analiză a proiectului, respectiv pe durata de realizare cumulată cu durata de exploatare comercială);
- încadrarea în cerinţele modelului financiar (cash-flow pozitiv pe întreaga perioadă de analiză prin care se probează capacitatea de autosusţinere a proiectului);
- alegerea monezii de referinţă, funcţie de veniturile realizate şi fluctuaţiile pieţei;
- riscul de ţară;
- rata dobânzii;
- balanţa creditelor angajate (modelul matematic al rambursării şi plăţii dobânzilor şi comisioanelor aferente);
- rata de acoperire şi rezervele realizate;
- garanţiile proiectului (bunuri, conturi bancare, contracte, asigurări, acţiuni etc.).

## 2. Abordarea din perspectiva activităţii de consultanţă

Conceperea, realizarea şi implementarea unui proiect energetic este un proces iterativ, care necesită optimizarea atât a aspectelor tehnice, cât şi a celor financiare.

Activitatea de consultanţă, care poate fi prestată atât în domeniul tehnic, cât şi în domeniul financiar, este poziţionată la interfeţele dintre părţile implicate (prezentate în fig.1) şi are drept scop sprijinirea companiei de proiect în finalizarea proiectului conform graficului de eşalonare stabilit, în cadrul bugetului estimat, în condiţiile de calitate preconizate şi cu reducerea la minimum a riscurilor.

În domeniul tehnic, activitatea de consultanţă poate fi axată pe următoarele direcţii:

- îmbunătăţirea acurateţei studiului de fezabilitate şi a celorlalte documente şi etape de proiectare;
- estimarea corectă a costului proiectului şi a duratei de realizare a acestuia până la intrarea în exploatarea comercială;
- evaluarea influenţei restricţiilor de mediu asupra derulării proiectului.

*Calitatea studiului de fezabilitate*, care fundamentează decizia de investiţie, prezentând soluţia tehnică, evaluarea lucrărilor şi eficienţa proiectului, este foarte importantă pentru reuşita proiectului, o documentaţie care nu oferă informaţii corecte şi suficiente putând cauza probleme de cost sau de calitate în faza de execuţie.

Apelarea la serviciul de consultanţă poate duce la o privire realistă asupra proiectului, precum şi la reducerea numărului de incertitudini, ceea ce are ca efect reducerea costurilor necesare creditorilor pentru acoperirea la risc.

*Evaluarea costului unui proiect energetic*, care cuprinde o multitudine de componente tehnice, este dificilă în faza de studiu de fezabilitate, înainte de stabilirea detaliilor de execuţie, deoarece majoritatea furnizorilor de echipamente şi servicii îşi evaluează la un nivel maximal ofertele, prin aplicarea factorilor de incertitudine, ceea ce face dificilă obţinerea finanţării. Implicarea unei activităţi de consultanţă poate ajuta la aprecierea cu acurateţe a costului proiectului, într-un timp scurt.

*Aspectele privind protecţia mediului* influenţează, de asemenea, dezvoltarea unui proiect energetic.

Agenţiile de garantare a creditelor de export sunt foarte sensibile la aspectele privind protecţia mediului, deoarece au obligaţia de a transmite rapoarte autorităţilor guvernamentale sau unor organizaţii internaţionale, acest fapt influenţând deseori decizia lor de garantare a creditului.

Rolul consultantului este ca, pe baza cunoaşterii atât a proiectului tehnic, cât şi a standardelor naţionale şi internaţionale, a prevederilor legislative, să analizeze validitatea rapoartelor privind impactul asupra mediului, să puncteze elementele necorespunzătoare şi să estimeze costul suplimentar al unor eventuale măsuri necesare.

În domeniul financiar, activitatea de consultanţă are rolul să sprijine compania de proiect pentru a oferi finanţatorilor o imagine obiectivă asupra proiectului. În acest sens analiza cash-flow, efectuată pe întreaga perioadă de execuţie şi funcţionare, indicatorii de eficienţă binecunoscuţi (venit net actualizat, rata de rentabilitate financiară, durata de recuperare actualizată) şi analiza de sensibilitate la risc (operaţional şi de piaţă), trebuie să reflecte capacitatea proiectului de a se autosusţine şi de a genera venituri care să ofere garanţia acoperirii în totalitate a costurilor legate de operare, rambursare credite şi autofinanţare a activităţii.

Având în vedere importanţa asigurării fondurilor necesare pentru derularea unui proiect energetic, precum şi atitudinea conservatoare a finanţatorilor, care nu acceptă de obicei nici un risc, este necesar ca aceştia să poată avea o imagine corectă atât asupra riscurilor aferente proiectului, cât şi asupra modului în care acestea pot fi controlate.

În figura 2 sunt prezentate principalele categorii de riscuri care pot influenţa decizia de finanţare.

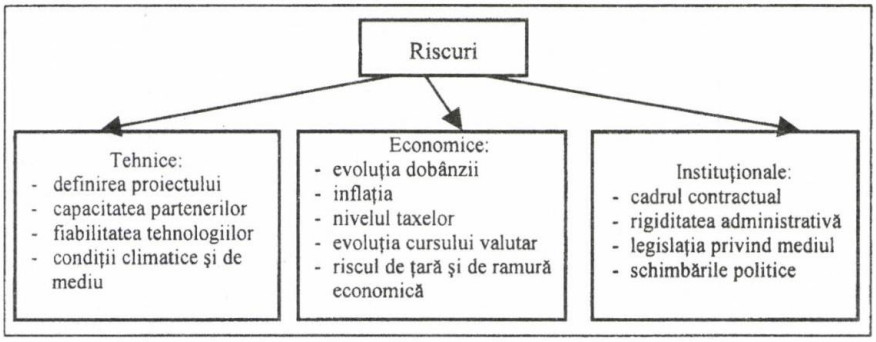



Fig. 2.

Capacitatea unui proiect energetic de a atrage finanţarea necesară depinde de optimizarea balanţei dintre risc şi profit. Deoarece adeseori nu se pot oferi garanţii financiare şi/sau materiale pentru partea finanţată prin credit, finanţatorii trebuie să caute garanţii bazate pe robusteţea proiectului.

## Concluzii

Faţă de cele prezentate, sunt de remarcat următoarele aspecte, care ar putea constitui baza de plecare pentru întocmirea unei documentaţii complete de promovare a unui proiect energetic:

- Pentru realizarea şi implementarea unui proiect energetic finanţat prin atragere de surse externe de finanţare, în regim de finanţare de proiect, este necesar atât un cadru legislativ şi instituţional adecvat, cât şi pregătirea unor proiecte care să fie atractive pentru investitori.

- Este necesară cunoaşterea relaţiilor dintre părţile implicate în dezvoltarea proiectului, a documentelor unui proiect, precum şi a problemelor cheie ale proiectului privite din perspectiva finanţării.

- Finanţarea unui proiect energetic are la bază condiţiile impuse de instituţia de finanţare şi se bazează pe efectul derulării finanţării asupra ratei de rentabilitate financiară a proiectului.

- Conceperea, realizarea şi implementarea unui proiect energetic este un proces iterativ, care necesită optimizarea atât a aspectelor tehnice, cât şi a celor financiare.

- Activitatea de consultanţă, care poate fi prestată atât în domeniul tehnic, cât şi în domeniul financiar, este poziţionată la interfeţele dintre părţile implicate şi are drept scop sprijinirea companiei de proiect în finalizarea proiectului conform graficului de eşalonare stabilit, în cadrul bugetului estimat, în condiţiile de calitate preconizate şi cu reducerea la minimum a riscurilor asociate unui proiect de investiţii.

**BIBLIOGRAFIE**

[1] Călin, I. *Finanţarea proiectelor de investiţii,* Institutul Bancar Român, Bucureşti, 1999.

[2] Stănescu, C. ş.a. *Analiza economico-financiară,* Editura Economică, Bucureşti, 1996.

[3] Bird, P. *The transformation of the electricity sector: worldwide privatization.* În: International Power Finance Review, 1999/2000.

[4] Muşatescu, V. *Finanţarea de proiect şi producători independenţi de energie.* În: Energetica, 47, nr. 5, 1999, pag. 206-211.

[5] Muşatescu, V. *Riscurile şi finanţarea proiectelor energetice. Elemente ale finanţării proiectelor* În: Tribuna Economică, nr. 18/2000.

[6] Muşatescu, V. *Consideraţii privind identificarea şi gestionarea riscurilor în finanţarea proiectelor energetice de reducere a emisiilor cu efect de seră.* În: Energetica, 48, nr. 7, 2000, pag. 1-8.

**Referent: dr. ing. Virgil Muşatescu - USAID**

**(Primit la 21 martie 2001, acceptat la 4 mai 2001)**

❑

# Acordarea licenţelor de exploatare comercială în sectorul energiei electrice şi termice - instrument favorabil unei dezvoltări sustenabile a sectorului

ing. Horia BOGDAN*
ing. Victor TEODOROIU*
ing. Mihaela POPESCU*

*Lucrarea prezintă cadrul legislativ privind restructurarea sectorului energiei electrice şi termice, respectiv crearea pieţei naţionale a energiei electrice şi a pieţelor locale de energie termică. Autoritatea Naţională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE), instituţie înfiinţată în cadrul acestui proces, are competenţa de a stabili legislaţia secundară necesară introducerii principiilor de liberalizare a accesului şi al protejării intereselor participanţilor la piaţă, în condiţii de concurenţă. Lucrarea este axată pe procesul de acordare a licenţelor, licenţele constituind documentele juridice legale necesare agenţilor economici pentru a acţiona pe pieţele de energie.*

Descriptori: sectorul energiei electrice şi termice, piaţă naţională a energiei electrice, piaţă de energie termică, licenţă, titular de licenţă, furnizor de servicii, calitatea serviciului, consumator, mediu concurenţial

## Introducere

Aderarea României la structurile Uniunii Europene reprezintă o opţiune strategică clar exprimată de toate programele de guvernare. Acest obiectiv poate fi atins numai printr-o acţiune concertată, bazată pe alinierea tuturor componentelor societăţii la cadrul legislativ, instituţional şi operaţional comunitar. În această direcţie se înscrie şi promovarea principiilor Directivei Uniunii Europene 96/92 EC în politica energetică a statului nostru.

Ordonanţa de urgenţă a Guvernului României nr. 63/1998 privind energia electrică şi termică este actul normativ în vigoare, care a promovat actualul cadru de restructurare sectorială. Restructurarea are ca obiectiv crearea unei pieţe concurenţiale de energie electrică, la nivel naţional, şi a unor pieţe de energie termică, organizate local, în condiţiile armonizării reglementărilor naţionale cu obligaţiile internaţionale asumate de stat şi cu prevederile directivelor comunitare în sectorul energiei electrice şi termice. Acest act normativ a reglementat intrarea agenţilor economici pe pieţele energiei electrice şi termice, instituind sistemul de autorizaţii şi licenţe pe care aceştia trebuie să le solicite unei autorităţi competente. În prezent, Autoritatea Naţională de Reglementare în domeniul Energiei – ANRE, înfiinţată prin Ordonanţa de urgenţă nr. 29/1998 a Guvernului României, aprobată cu modificări prin Legea 99/2000, îndeplineşte atribuţiile autorităţii competente, aşa cum prevede Ordonanţa de urgenţă a Guvernului României nr. 63/1998.

Autoritatea Naţională de Reglementare în domeniul Energiei asigură supravegherea activităţii agenţilor pe piaţă şi respectarea de către aceştia a legislaţiei aplicabile (primare şi secundare) din domeniul energiei, al protecţiei mediului şi din alte domenii conexe.

## 1. Activităţile de piaţă în sectorul energiei electrice şi termice desfăşurate pe bază de licenţă

În actuala organizare de piaţă a acestui sector, fac obiectul unor aranjamente comerciale pe bază de contracte cadru emise de ANRE următoarele activităţi:

- producerea de energie (electrică, respectiv termică) şi asigurarea de servicii de sistem pentru sistemul electroenergetic naţional (SEN), furnizarea energiei termice pentru care, în prezent, tarifele sunt reglementate; contractarea la preţuri negociate a energiei produse/ asigurate se va realiza după maturizarea pieţelor respective;
- furnizarea energiei electrice la tarife reglementate pentru consumatorii captivi şi la preţuri negociate pentru consumatorii care îşi pot alege furnizorul;
- transportul, distribuţia de energie (electrică, respectiv termică), dispecerizarea la nivel SEN (operator de sistem şi operator comercial), care sunt activităţi cu caracter de serviciu public, cu tarife reglementate.

## 2. Obiectivele reglementării activităţilor care se desfăşoară pe bază de licenţe

Licenţele acordate de ANRE agenţilor economici care activează în sectorul energiei electrice şi termice sunt documente cu caracter tehnic şi juridic, prin care acestora li se acordă permisiunea de a desfăşura activităţi comerciale specifice în acest sector, prin exploatarea activelor pe care societăţile respective le deţin în condiţii legale. Acordarea licenţelor se face în conformitate cu *Regulamentul pentru acordarea licenţelor şi autorizaţiilor în sectorul energiei electrice şi termice*, elaborat de către ANRE şi aprobat prin Hotărârea de Guvern nr. 567/1999 [1].

Solicitarea unei licenţe se face prin cerere adresată ANRE de către societatea comercială interesată, la care se anexează o documentaţie prin care se dovedeşte că sunt îndeplinite cerinţele din *Regulament*. Acordarea licenţei comportă eliberarea de către ANRE a:

- actului probator al înregistrării societăţii comerciale respective ca titular de licenţă,
- condiţiilor licenţei.

* Autoritatea Naţională de Reglementare în domeniul Energiei – ANRE, Bucureşti

Condiţiile licenţei reprezintă un document constitutiv al licenţei prin care se fixează, pe durata de valabilitate a acesteia, principalele drepturi şi obligaţii ale titularului licenţei, în conformitate cu legislaţia primară şi secundară aplicabilă sectorului pentru activităţile autorizate prin licenţă.

În continuare sunt menţionate câteva dintre obiectivele urmărite prin condiţiile licenţelor [2]:

♦ ***accesul reglementat, nediscriminatoriu, la serviciul oferit.*** Condiţiile licenţelor impun titularilor acestora să asigure un cadru transparent privind racordarea la reţelele electrice şi termice (de transport, de distribuţie), precum şi utilizarea acestora, atribute ale desfăşurării unor activităţi cu caracter de serviciu public. În acelaşi sens se înscriu şi obligaţiile care au fost impuse titularilor unor astfel de licenţe: de a întocmi, la cerere, oferta de racordare, în vederea utilizării reţelelor electrice/ termice, precum şi interzicerea discriminării între consumatori, categorii de consumatori sau între aceştia şi titularul licenţei (când acesta utilizează reţelele în folos propriu);

♦ ***posibilităţile de alegere a furnizorului de servicii.*** Deschiderea pieţei de energie electrică se va realiza treptat, gradul actual de deschidere fiind de 15%. Până în prezent, conform Deciziei nr. 53 din 7 aprilie 2000 şi Ordinului nr. 9 din 14 decembrie 2000, au fost acreditaţi de ANRE 19 consumatori care îşi pot alege furnizorul de energie electrică şi care pot negocia cu acesta preţul de achiziţie a energiei respective. Condiţiile licenţelor de furnizare a energiei electrice acordate asigură titularilor respectivi dreptul de a încheia contracte cu consumatori care îşi pot alege furnizorul.

Cu toate că în prezent serviciile în sectorul energiei termice au caracter de monopol, având în vedere perioada mare de valabilitate a unei licenţe (până la 8 ani pentru licenţele de furnizare şi până la 25 de ani pentru celelalte tipuri de licenţe), acestea au fost concepute luând în considerare posibilitatea dezvoltării în viitor a competiţiei la producere şi furnizare [3]. În funcţie de evoluţia pieţei de energie termică, se are în vedere, pentru viitor, şi includerea unor condiţii care să permită consumatorilor alegerea tipului de tarif, a modalităţii de plată şi chiar negocierea tarifului ;

♦ ***transparenţa şi accesul la informaţie.*** Obligativitatea folosirii contractelor cadru, a tarifelor reglementate şi a standardelor de performanţă determină cunoaşterea completă şi clară, de către consumatori, a drepturilor lor şi a condiţiilor în care trebuie să fie asigurat serviciul.

Cerinţa de a nu furniza energie fără a dispune de grupuri de măsurare a energiei electrice, respectiv de contoare de energie termică, sau de a stabili consumul pe baza unei proceduri transparente de facturare/repartizare a consumului, aprobate de ANRE, atunci când aceste contoare lipsesc, precum şi obligaţia de a factura distinct fiecare dintre serviciile prestate, sunt impuse pentru a permite corelarea transparentă dintre consum şi obligaţiile de plată.

Realizarea unor proceduri pentru racordarea/debranşarea consumatorilor de la reţelele termice este impusă titularilor de licenţe; acestea se aduc la cunoştinţă solicitanţilor, constituind o modalitate de a se asigura transparenţa şi a evita discriminările în desfăşurarea acestor operaţiuni. Pentru informarea corectă completă a consumatorilor titularii de licenţă au obligaţia să înfiinţeze sisteme uşor accesibile pentru comunicarea cu clienţii, pentru furnizarea/primirea de informaţii legate de serviciul prestat şi de reglementările în domeniu (inclusiv licenţa acordată titularului), precum şi să publice rapoartele anuale de activitate;

♦ ***calitatea serviciului.*** Obligativitatea respectării standardelor de performanţă acoperă atât aspectele calităţii fizice a energiei (electrice şi termice), cât şi pe cele ale calităţii serviciului oferit. Pentru asigurarea continuităţii serviciului, condiţiile licenţelor vizează controlul asupra menţinerii activelor destinate desfăşurării serviciului, formarea de garanţii şi dotarea reţelelor de termoficare (termice) cu posibilităţi de separare a consumatorilor rău platnici, astfel încât întreruperea alimentării să nu afecteze alţi consumatori.

S-a impus titularilor de licenţă să ţină sub control activităţile hotărâtoare pentru asigurarea calităţii serviciului, dar, ţinând cont de marea diversitate şi de posibilităţile practice ale agenţilor economici din sector, cerinţele s-au limitat la stabilirea şi implementarea unui plan de conducere a calităţii. Pentru evaluarea calităţii serviciilor furnizate s-a impus instituirea unui sistem de tratare a reclamaţiilor, care să fie cunoscut şi aprobat de ANRE înainte de implementare;

♦ ***asigurarea unui mediu concurenţial normal.*** Orice reclamaţie privind nerespectarea legislaţiei în domeniul concurenţei şi comportamentul pe piaţă al agenţilor economici din sectorul energiei electrice şi termice trebuie înregistrată şi procesată în sistemul de tratare a reclamaţiilor. Obligaţia de a ţine evidenţe financiar-contabile separate şi de a nu face subvenţionări între activităţile pentru care s-au primit licenţe şi alte activităţi ale titularului de licenţă, permite ANRE să poată evalua dacă se menţin în mod artificial pe piaţă agenţi economici ineficienţi în dauna altora care pot opera eficient. Dreptul titularilor de licenţe de a cesiona prin contract anumite activităţi (de exemplu, măsurarea cantităţilor de energie electrică sau termică livrată/ furnizată) asigură premisele demonopolizării, cel puţin parţiale, în sector, permiţând intrarea unor agenţi economici eficienţi pe piaţă, cu efecte benefice asupra tarifului;

♦ ***reprezentarea independentă a consumatorilor.*** Deşi manifesta-

rea asociaţiilor constituite de consumatori este încă discretă, existenţa lor este recunoscută, iar titularilor de licenţă li se impune să accepte până la şase întâlniri pe an cu reprezentanţii acestor asociaţii. La şedinţele publice în care se analizează cererile de acordare a licenţelor, ANRE invită reprezentanţii acestor asociaţii, precum şi pe cei ai Oficiului pentru Protecţia Consumatorilor şi pe cei ai Autorităţii Naţionale pentru Protecţia Consumatorilor.

În condiţiile licenţelor au fost introduse inclusiv acele elemente, preconizate de Ordonanţa de urgenţă a Guvernului României nr. 63/1998 şi de practica internaţională a reglementării activităţilor comerciale în sector, care contribuie la o dezvoltare susţinută a sectorului energetic. Dintre acestea se menţionează:

♦ ***asigurarea exploatării capacităţilor energetice în condiţii de eficienţă***. Titularilor de licenţe li se cere să acţioneze în sensul reducerii costurilor de operare a capacităţilor energetice şi să urmărească reabilitarea şi retehnologizarea acestora;

♦ ***respectarea legislaţiei referitoare la protecţia mediului***. Condiţiile licenţelor impun ca titularii acestora să respecte toate actele normative aplicabile, deci implicit şi pe acelea referitoare la protecţia mediului. De menţionat că, încă din faza solicitării licenţei, agenţii economici deţinători de capacităţi energetice trebuie să facă dovada că acestea au fost autorizate din punctul de vedere al protecţiei mediului de către agenţiile competente.

Pentru agenţii economici titulari de licenţe s-a urmărit, prin cerinţele impuse în cadrul licenţelor, ca:

♦ să fie ţinuţi răspunzători numai de buna lor funcţionare în raport cu principiile economice. Acolo unde mediul în care titularii de licenţe îşi desfăşoară activităţile generează disfuncţii (neîncasarea contravalorii serviciilor prestate, debranşări solicitate de consumatori, neîncasarea la timp de la Consiliile locale a subvenţiilor destinate acestui sector etc.), care nu pot fi controlate de aceştia, s-a identificat şi semnalat necesitatea intervenţiei factorilor care pot restabili echilibrul agenţilor economici (proprietari, guvern);

♦ să aibă condiţii reale de încadrare în cerinţele din licenţe. Astfel, în cazurile în care acest lucru a apărut necesar, termenele impuse pentru realizarea anumitor condiţii din licenţe au luat în considerare situaţia de fapt a agenţilor economici (datorii, gradul de decapitalizare, stadiul de implementare a altor prevederi legale etc.);

♦ să fie stimulaţi în a avea o relaţie constructivă cu ANRE. În acest scop s-au identificat prin licenţă căile de comunicare bilaterală, s-a precizat disponibilitatea ANRE pentru acordarea de consultanţă şi s-au recunoscut căile de apel ale titularilor de licenţe.

Pentru păstrarea principiului transparenţei şi în raport cu titularii de licenţe, în toate licenţele acordate s-au înscris, fără a face discriminări, drepturile oferite acestora.

## 3. Licenţe acordate

Pentru desfăşurarea de activităţi în sectorul energiei electrice şi termice ANRE a început acordarea de licenţe în septembrie 1999. Situaţia acordării de licenţe până la sfârşitul primului trimestru al anului curent este prezentată în tabelul 1.

*Tabelul 1*

**Licenţe acordate în perioada 20.09.1999 - 31.03.2001**

| Nr. crt. | Activitate | Numărul de licenţe acordate în sectorul energiei electrice | Numărul de licenţe acordate în sectorul energiei termice |
|---|---|---|---|
| 1 | Producere | 15 | 90 |
| 2 | Transport | 2 | 6 |
| 3 | Dispecerizare | 2 | - |
| 4 | Distribuţie | 6 | 33 |
| 5 | Furnizare | 20 | 87 |
| TOTAL | | 45 | 216 |

## 4. Licenţe pentru producerea, transportul, dispecerizarea, distribuţia şi furnizarea energiei electrice

Din cei 15 agenţi economici care au primit licenţă de producere a energiei electrice, nouă pot fi consideraţi producători independenţi, restul având caracter de autoproducători. Prin Hotărârea de Guvern nr. 627/2000 a fost restructurată Compania Naţională de Electricitate S.A., care a deţinut licenţele de transport şi de dispecerizare. La finele anului 2000 s-au acordat licenţe pentru desfăşurarea acestor activităţi Companiei Naţionale de Transport al Energiei Electrice – C.N. "Transelectrica" S.A., motiv pentru care în tabelul 1 sunt menţionate câte două licenţe de acest tip. Numărul total al furnizorilor de energie electrică deţinători de licenţă a crescut de la un furnizor, în anul 1999, la 20, la sfârşitul perioadei analizate. Dintre cei 20 agenţi economici care au primit licenţă de furnizare, 10 desfăşoară numai activităţi de furnizare pe piaţa energiei electrice. Raportările pe care aceşti agenţi le vor face ANRE privind activitatea desfăşurată vor evidenţia viabilitatea acestora corelat cu gradul actual de deschidere a pieţei de energie electrică.

## 5. Licenţe pentru producerea, transportul, distribuţia şi furnizarea energiei termice

Organizarea corespunzătoare pentru desfăşurarea serviciului oferit, dotarea tehnică şi bonitatea financiară au fost câteva dintre criteriile semnificative analizate în vederea acordării de licenţe solicitanţilor.

Acordarea licenţelor a evidenţiat faptul că, de regulă, agenţii economici desfăşoară cel puţin două activităţi, doar un număr relativ redus de agenţi economici (producători de energie termică) din totalul celor care au solicitat licenţe desfăşurând numai una dintre activităţi, şi anume de producere. Având în

vedere că nici aceşti producători nu sunt în competiţie reală cu alţii, prin faptul că au asigurată o cotă parte din totalul necesarului local de energie termică, se poate concluziona că gradul ridicat de integrare pe verticală, care se manifestă în acest sector, exclude în prezent, cu unele excepţii, existenţa pieţelor locale de energie termică. În aceleaşi coordonate se înscrie şi existenţa unui agent economic care realizează un grad mare de integrare pe orizontală. Este vorba de S.C. Termoelectrica S.A., care livrează căldură în sistemele de alimentare centralizată din 20 de municipii, adică circa 40 % din necesarul de energie termică.

În stabilirea condiţiilor pe care titularii de licenţe în sectorul energiei termice trebuie să le respecte pe toată durata de valabilitate a licenţelor s-a urmărit, pe de o parte, asigurarea unui cadru care să permită desfăşurarea unui serviciu corespunzător caracterului de interes general pe care acesta îl are în raport cu consumatorii serviţi, şi, pe de altă parte, să asigure ca agenţii economici care prestează aceste servicii să desfăşoare o activitate economic viabilă.

## Concluzii

Cadrul legislativ existent în prezent în sectorul energiei din România este armonizat cu prevederile Directivei Uniunii Europene 96/92 EC şi permite introducerea mecanismelor concurenţiale de piaţă.

Activitatea ANRE de acordare a licenţelor, precum şi de monitorizare, îndrumare şi control al activităţilor desfăşurate de titularii de licenţe contribuie la formarea şi consolidarea pieţelor de energie.

Transparenţa procesului de acces pe pieţele de energie, a aranjamentelor comerciale posibile şi cadrul reglementărilor tehnice aplicabile garantează tratarea echitabilă şi nediscriminatorie a participanţilor, asigură protecţia intereselor acestora şi înlesnesc atragerea capitalului privat.

**BIBLIOGRAFIE**


[1] * * * *Monitorul Oficial al României, Partea I*, Anul XI, nr. 368, luni, 2 august 1999.

[2] * * * RAPORT ANRE 2000.

[3] * * * *Cartea albă a reglementării pentru susţinerea proceselor de liberalizare şi privatizare din sectorul energiei electrice şi termice*, publicată în volumul 4 al seriei de reglementări emise de ANRE (perioada ianuarie-iunie 2000).


**Referent: ing. Ion Conecini – OPCOM S.A.**

**(Primit la 21 martie 2001, acceptat la 4 mai 2001)**

## *Manifestări tehnico-ştiinţifice*

### Seminar privind promovarea prin mass-media de informaţii în domeniul surselor energetice regenerabile

***ENERO*** *este o organizaţie neguvernamentală, care promovează cercetarea, inovarea şi transferul tehnologic în domeniile producerii şi utilizării eficiente a energiei, a surselor regenerabile şi sprijinirea parteneriatelor în cadrul programelor europene şi internaţionale de cercetare-dezvoltare.*

*Din anul 2000,* ***ENERO*** *devine - prin competiţie - membru cu drepturi depline al reţelei OPET(reţeaua organizaţiilor pentru promovarea tehnologiilor inovative în domeniul energiei), coordonată de Comisia Europeană, Directoratul General Energie şi Transport (DG TREN) preluând responsabilitatea proiectului "OPET ROMÂNIA ENERO".*

*

*Promovarea surselor de energie regenerabilă (SER) constituie un obiectiv prioritar al ENERO, în concordanţă cu strategia europeană. Documente europene ce se referă direct la SER sunt: CARTEA ALBĂ (97) 599; PROIECTUL DE DIRECTIVĂ, mai 2000; CARTEA VERDE "Către o strategie Europeană privind siguranţa alimentării cu energie" COM (2000) 769. Titlul unor capitole din "Cartea Verde" sunt: energia nucleară – o sursă de energie discutabilă; cărbunele – un trecut glorios; dependenţa de petrol, încă favorit; gazele naturale o alternativă seducătoare – către o nouă dependenţă; sursele noi şi regenerabile de energie – o prioritate politică.*

*În ţara noastră, în afara unor eforturi remarcabile făcute în activitatea de dezvoltare-cercetare şi a unor semnale încurajatoare privind legislaţia primară, nu se poate vorbi încă de implementarea comercială a aplicaţiilor folosind SER. Informarea şi percepţia corectă asupra SER are un rol important şi în acest sens ENERO a organizat un seminar de iniţiere şi informare în domeniul surselor energetice regenerabile (SER) pentru jurnalişti şi profesionişti din mass-media şi încurajarea utilizării bazelor de date europene cu informaţii în acest domeniu. Seminarul va crea totodată oportunitatea de comunicare şi de schimb de experienţă între jurnalişti.*

*Principalul obiectiv al manifestării a fost să prezente informaţii coerente şi credibile privind sursele energetice regenerabile (biomasă, solar, vânt, apă şi geotermal) şi acţiunile care pot fi întreprinse în România în acest domeniu. Experienţa pe plan mondial a demonstrat că sursele energetice regenerabile pot fi utilizate cu succes în cele trei mari sectoare consumatoare de energie: clădiri, industrie şi transport. În acest sens, seminarul a fost structurat pe următoarele capitole:*

- *prezentarea surselor regenerabile;*
- *prezentarea utilizării curente a surselor regenerabile – proiecte de succes;*
- *surse de informare în domeniul surselor energetice regenerabile disponibile pentru jurnalişti.*

*Seminarul a avut loc în ziua de 25 aprilie 2001, la Casa Universitarilor din Bucureşti. Au participat reprezentanţi de la cele două mari agenţii de ştiri (Mediafax şi Rompres), reviste de specialitate (Perspective, Energetica), publicaţii (Mesagerul economic), ziare şi agenţii de radio (Radio România, Radio Craiova).*

*Această acţiune a avut ecou imediat, difuzându-se informaţii pe mai multe posturi de radio şi televiziune şi a fost prezentată de mai multe cotidiane.*

**ing. Cristian ŢÂNŢĂREANU**
**ing. Roxana FUNDUCA**
**ENERO-Centrul pentru Promovarea Energiei Curate şi Eficiente în România**

# Studiul performanţelor unor sisteme de echilibrare a receptoarelor bifazate de putere

**dr. ing. Mircea CHINDRIŞ***
**fiz. ing. Andrei CZIKER***
**ing. Silviu ŞTEFĂNESCU***

*Limitarea regimului nesimetric în reţelele electrice de joasă tensiune are o mare importanţă, atât pentru îmbunătăţirea calităţii energiei electrice livrate consumatorilor (simetrizarea tensiunilor), cât şi pentru reducerea consumurilor proprii tehnologice în reţelele consumatorilor sau ale furnizorului (simetrizarea curenţilor). O metodă utilizată în mod curent în acest scop este echilibrarea sarcinilor în punctul de racord prin montarea suplimentară a unor elemente pur reactive.*

*Lucrarea de faţă îşi propune studierea performanţelor acelor soluţii de simetrizare care asigură transformarea receptoarelor bifazate de putere în receptoare trifazate echilibrate; sunt prezentate modul de calcul al elementelor de simetrizare şi performanţele de ansamblu ale sistemului echilibrat în cazul modificării parametrilor caracteristici ai consumatorului bifazat, respectiv ai elementelor de simetrizare.*

Descriptori: sisteme dezechilibrate, metode de echilibrare, variaţie parametri, coeficient de disimetrie negativă

## Introducere

Existenţa în reţelele electrice de joasă tensiune a receptoarelor bifazate de putere (cuptoare electrice de inducţie sau cu rezistoare, transformatoare de sudură etc.) determină nesimetria sistemului curenţilor de linie, respectiv căderi de tensiune diferite pe liniile de distribuţie şi deci nesimetria sistemului tensiunilor de alimentare la barele anumitor consumatori.

Metoda componentelor simetrice evidenţiază apariţia, în aceste sisteme, a unor curenţi suplimentari (de secvenţă negativă şi/sau zero); circulaţia acestora este însoţită de o serie de efecte negative, dintre care se amintesc: pierderi suplimentare de putere activă, saturarea transformatoarelor, ondulaţii pe partea de curent continuu a instalaţiilor de redresare, interferenţe cu sistemele de protecţie etc. Pe de altă parte, nesimetria tensiunilor de alimentare afectează în principal performanţele motoarelor electrice trifazate şi accentuează distorsiunea armonică produsă de echipamentele electronice de mare putere (de exemplu, convertoarele AC/DC alimentate cu un sistem nesimetric de tensiuni generează nu numai armonici caracteristice ale curenţilor de linie, ci şi armonici necaracteristice de ordinul 3,9,15,...) [1, 2].

Având în vedere aspectele menţionate anterior, limitarea regimului nesimetric în reţelele electrice de joasă tensiune capătă o mare importanţă, atât pentru îmbunătăţirea calităţii energiei electrice livrate consumatorilor (simetrizarea tensiunilor), cât şi pentru reducerea consumurilor proprii tehnologice în reţelele consumatorilor sau ale furnizorului (simetrizarea curenţilor). O metodă utilizată în mod curent pentru eliminarea componentelor nedorite menţionate este echilibrarea sarcinilor în punctul de racord prin montarea suplimentară a unor elemente pur reactive.

În [3] s-au analizat unele soluţii pentru echilibrarea reţelelor de distribuţie cu patru conductoare care alimentează receptoare trifazate dezechilibrate cu neutrul izolat sau receptoare bifazate de mare putere. Având în vedere multitudinea de soluţii posibile, s-au prezentat şi două criterii suplimentare, care pot fi utilizate pentru alegerea schemei aplicate în mod efectiv: criteriul factorului de putere global al instalaţiei echilibrate şi cel al investiţiilor minime.

Lucrarea de faţă îşi propune studierea performanţelor acelor soluţii de simetrizare care asigură transformarea receptoarelor bifazate de putere în receptoare trifazate echilibrate; sunt prezentate modul de calcul al elementelor de simetrizare şi performanţele de ansamblu ale sistemului echilibrat în cazul modificării parametrilor caracteristici ai consumatorului bifazat, respectiv ai elementelor de simetrizare.

## 1. Transformarea receptoarelor bifazate în receptoare trifazate echilibrate cu conexiune triunghi

Receptorul bifazat, reprezentat prin admitanţa sa echivalentă

$$\underline{Y}_{s23} = G_{s23} - j \cdot B_{s23}, \qquad (1)$$

este alimentat de la o reţea electrică trifazată, caracterizată prin sistemul direct de tensiuni:

$$\begin{cases} \underline{U}_{12} = \underline{U} \\ \underline{U}_{23} = a^2 \cdot \underline{U} \\ \underline{U}_{31} = a \cdot \underline{U}. \end{cases} \qquad (2)$$

Pentru echilibrarea sarcinii, se adaugă elementele pur reactive (de admitanţe $\underline{Y}_{12}$ şi $\underline{Y}_{31}$) conectate în triunghi împreună cu receptorul bifazat (fig. 1).

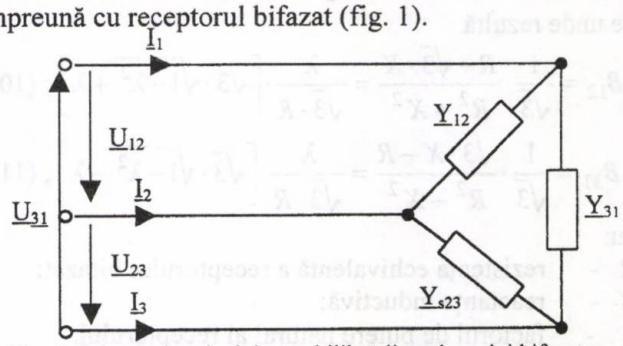



Fig. 1. Schema de principiu a echilibrării unei sarcini bifazate.

* Universitatea Tehnică Cluj-Napoca, Facultatea de Electrotehnică

Curenţii absorbiţi de receptorul echivalent au expresiile:

$$\begin{cases} \underline{I}_1 = j\cdot(a\cdot B_{31} - B_{12})\cdot \underline{U} \\ \underline{I}_2 = \left[a^2\cdot G_{s23} + j\cdot\left(B_{12} - a^2\cdot B_{s23}\right)\right]\cdot \underline{U} \\ \underline{I}_3 = \left[-a^2\cdot G_{s23} + j\cdot\left(a^2\cdot B_{s23} - a\cdot B_{31}\right)\right]\cdot \underline{U}, \end{cases} \quad (3)$$

unde $B_{12}$ şi $B_{31}$ reprezintă susceptanţele elementelor de simetrizare; componentele simetrice ale sistemului curenţilor de linie sunt:

$$\begin{cases} \underline{I}_- = \frac{1}{3}\left(\underline{I}_1 + a^2\cdot \underline{I}_2 + a\cdot \underline{I}_3\right) \\ \underline{I}_+ = \frac{1}{3}\left(\underline{I}_1 + a\cdot \underline{I}_2 + a^2\cdot \underline{I}_3\right) \\ \underline{I}_0 = \frac{1}{3}\left(\underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_3\right), \end{cases} \quad (4)$$

adică:

$$3\cdot \underline{I}_- = (1-a)\underline{U}\left\{-\left[G_{s23} + \frac{\sqrt{3}}{2}\left(B_{31} - B_{12}\right)\right] - j\frac{1}{2}\left(B_{12} + B_{31} - 2B_{s23}\right)\right\},$$

$$3\cdot \underline{I}_+ = (1-a)\underline{U}\left[G_{s23} - j\left(B_{12} + B_{31} + B_{s23}\right)\right], \quad (5)$$

$$3\cdot \underline{I}_0 = 0.$$

Nesimetria sistemului de curenţi este caracterizată prin valoarea coeficientului de nesimetrie negativă

$$k_I^- = \frac{|\underline{I}_-|}{|\underline{I}_+|}, \quad (6)$$

care, pentru cazul analizat, are expresia:

$$k_I^- = \sqrt{\frac{G_{s23}^2 + G_{s23}\cdot\sqrt{3}\cdot(B_{31} - B_{12}) + B_{s23}^2 + (B_{12} - B_{31})^2 - (B_{12} + B_{31})\cdot B_{s23} + B_{12}\cdot B_{31}}{G_{s23}^2 - \sqrt{3}\cdot G_{s23}\cdot(B_{12} + B_{31} + B_{s23}) + (B_{12} + B_{31} + B_{s23})^2}} \quad (7)$$

Echilibrarea totală a reţelei electrice de distribuţie impune anularea coeficientului de nesimetrie negativă, adică a componentei de secvenţă negativă a curenţilor de linie; această condiţie poate fi pusă sub forma [3]:

$$B_{12} = B_{s23} + \frac{\sqrt{3}}{3}\cdot G_{s23}; \quad (8)$$

$$B_{31} = B_{s23} - \frac{\sqrt{3}}{3}\cdot G_{s23}, \quad (9)$$

de unde rezultă

$$B_{12} = \frac{1}{\sqrt{3}}\cdot\frac{R + \sqrt{3}\cdot X}{R^2 + X^2} = \frac{\lambda}{\sqrt{3}\cdot R}\cdot\left[\sqrt{3}\cdot\sqrt{1-\lambda^2} + \lambda\right]; \quad (10)$$

$$B_{31} = \frac{1}{\sqrt{3}}\cdot\frac{\sqrt{3}\cdot X - R}{R^2 + X^2} = \frac{\lambda}{\sqrt{3}\cdot R}\cdot\left[\sqrt{3}\cdot\sqrt{1-\lambda^2} - \lambda\right], \quad (11)$$

cu:

$R$ - rezistenţa echivalentă a receptorului bifazat;

$X$ - reactanţa inductivă;

$\lambda$ - factorul de putere natural al receptorului.

Analiza relaţiilor (10) şi (11) arată că implementarea fizică a sistemului propus poate fi realizată în două feluri, deoarece $B_{12}$ este întotdeauna pozitivă, pe când $B_{31}$ poate fi pozitivă sau negativă, şi anume:

a) dacă parametrii receptorului satisfac condiţia:

$$\sqrt{3}\cdot X - R > 0, \quad (12)$$

adică:

$$\lambda < \sqrt{3}/2, \quad (13)$$

$B_{31}$ este pozitivă şi sistemul de echilibrare a receptorului bifazat va consta din două inductanţe;

b) dacă

$$\sqrt{3}\cdot X - R < 0, \quad (14)$$

adică:

$$0 \le X < R/\sqrt{3} \quad (15)$$

sau

$$\sqrt{3}/2 < \lambda < 1, \quad (16)$$

$B_{31}$ este negativă şi sistemul de echilibrare va consta dintr-o inductanţă şi un condensator. Această structură mai este cunoscută sub denumirea de *schemă Steinmetz*.

Principalul dezavantaj al schemelor prezentate îl constituie reducerea factorului de putere $\lambda_s$ al receptorului trifazat echilibrat. Într-adevăr, având în vedere relaţia [4]:

$$\lambda_s = \frac{\lambda}{\sqrt{9 - 8\cdot\lambda^2}}, \quad (17)$$

rezultă că $\lambda_s$ este cu atât mai mic cu cât factorul de putere natural al receptorului bifazat este mai redus (pentru cuptoarele cu inducţie, valori $\lambda < 0{,}2$ sunt întâlnite relativ frecvent).

Problema se poate rezolva în două moduri:

1. Montarea unei baterii de condensatoare în paralel cu receptorul trifazat echilibrat. Soluţia poate fi utilizată pentru ambele scheme de echilibrare, dar este mai puţin întâlnită în practică, datorită valorilor ridicate ale capacităţilor necesare pentru obţinerea unui factor de putere peste limitele impuse ($\lambda_s \ge 0{,}92$).

2. Compensarea individuală completă a receptorului bifazat ($\lambda = 1$) înainte de echilibrare (deoarece $\lambda > \sqrt{3}/2$, se va folosi schema Steinmetz). Această variantă este preferată în aplicaţiile industriale, iar elementele pasive suplimentare vor fi calculate din relaţiile (10) şi (11), în care se impune $\lambda = 1$. Rezultă:

$$B_{12} = \frac{1}{\sqrt{3}\cdot R} \quad (18)$$

şi

$$B_{31} = -\frac{1}{\sqrt{3}\cdot R}, \quad (19)$$

în care $R$ este rezistenţa echivalentă a receptorului compensat.

## 2. Analiza performanţelor sistemelor de echilibrare

Sistemele de echilibrare a reţelelor electrice de distribuţie de joasă tensiune analizate anterior realizează simetrizarea totală a sistemului curenţilor de linie, cu condiţia respectării riguroase a relaţiilor (10) şi (11). Din păcate, în sistemele industriale reale, această condiţie nu poate fi satisfăcută permanent, datorită următoarelor aspecte:

- parametrii receptorului bifazat se modifică în timpul procesului tehnologic;
- producătorii de echipamente oferă o gamă limitată de bobine şi condensatoare, deci este dificilă găsirea unor produse având valorile nominale egale cu valorile teoretice obţinute prin calcul;
- elementele de echilibrare îşi modifică caracteristicile în timp datorită proceselor fizice de îmbătrânire şi variaţiei condiţiilor de exploatare.

Ca urmare, este justificat studiul performanţelor sistemelor de echilibrare în condiţiile variaţiei parametrilor caracteristici ai elementelor componente şi găsirea intervalelor pentru care aceste variaţii nu determină depăşirea unor valori impuse ale coeficientului de nesimetrie negativă (aceste valori depind de caracteristicile reţelei şi de efectele negative care se doresc limitate).

### 2.1. Variaţia sarcinii

Receptoarele bifazate existente în reţelele electrice industriale sunt, în marea lor majoritate, echipamente electrotermice (cuptoare electrice de inducţie sau cu rezistoare, transformatoare de sudare etc.); acestea se caracterizează prin modificarea parametrilor caracteristici în timpul desfăşurării procesului tehnologic, datorită modificării temperaturii încărcăturii. Urmărirea unor instalaţii existente la diferiţi consumatori industriali a arătat că variaţia parametrilor cuptorului în timpul încălzirii atrage modificări ale curenţilor absorbiţi de receptorul trifazat echivalent, valorile coeficientului de nesimetrie negativă al curenţilor de linie putând ajunge până la 30 % [4].

Pentru a analiza influenţele menţionate anterior se introduc notaţiile:

$$R^* = er_R \cdot R, \tag{20}$$

$$\lambda^* = er_\lambda \cdot \lambda, \tag{21}$$

unde:

$R^*$ şi $\lambda^*$ sunt valorile reale ale rezistenţei echivalente, respectiv ale factorului de putere al receptorului;

$R$ şi $\lambda$ - valorile utilizate în calculele pentru determinarea elementelor de echilibrare;

$er_R$ şi $er_\lambda$ - coeficienţii de eroare.

În aceste condiţii şi presupunând că elementele de echilibrare au valorile rezultate din aplicarea relaţiilor (10) şi (11), coeficientul de nesimetrie negativă poate fi pus forma:

$$k_I^- = \sqrt{\frac{\lambda^2\left[er_R er_\lambda^2 - er_\lambda^2\lambda^2\left(er_R^2-1\right)-1\right]^2 + \left[\sqrt{1-\lambda^2}\left[er_\lambda^2\lambda^2\left(er_R^2-1\right)+1\right]-er_\lambda\sqrt{1-er_\lambda^2\lambda^2}\right]^2}{\lambda^2 er_R^2 er_\lambda^4 + \left[2\sqrt{1-\lambda^2}\left[er_\lambda^2\lambda^2\left(er_R^2-1\right)+1\right] + er_\lambda\sqrt{1-er_\lambda^2\lambda^2}\right]^2}} \tag{22}$$

relaţia permiţând analiza influenţei pe care o are modificarea parametrilor sarcinii. Figurile 2 şi 3 prezintă variaţia coeficientului de nesimetrie negativă al sistemului curenţilor de linie pentru două cazuri:

a) $\lambda = 0{,}92$ - echilibrare prin schema Steinmetz;

b) $\lambda = 0{,}7$ - echilibrare prin schema cu două bobine.

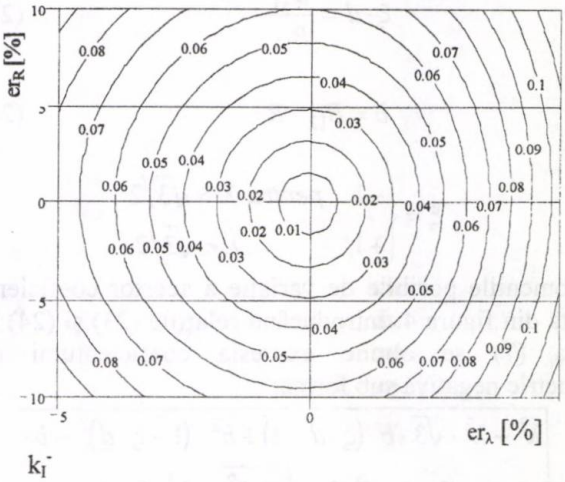



Fig. 2. Variaţia coeficientului de nesimetrie negativă în cazul modificării parametrilor sarcinii ($\lambda = 0{,}92$).

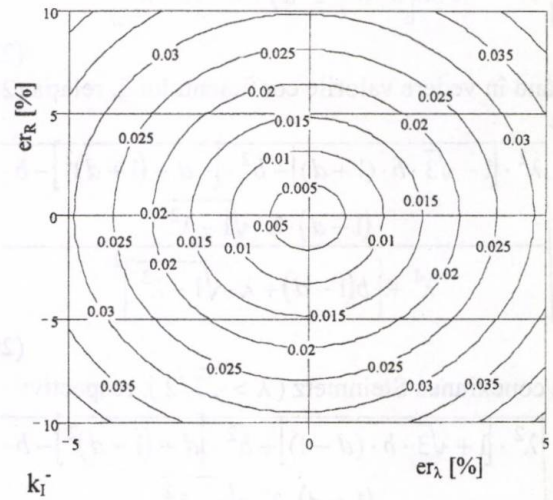



Fig. 3. Variaţia coeficientului de nesimetrie negativă în cazul modificării parametrilor sarcinii ($\lambda = 0{,}7$)

Figurile evidenţiază sensibilitatea diferită a celor două scheme de echilibrare faţă de schimbarea parametrilor echivalenţi ai receptorului bifazat. Se

constată că schema cu două bobine admite variaţii mai mari ale parametrilor sarcinii; dezavantajul acestei scheme îl reprezintă însă scăderea accentuată a factorului de putere la barele de racord ale consumatorului trifazat echivalent, aşa cum s-a menţionat anterior.

### 2.2. Modificarea valorilor elementelor de echilibrare

Deoarece producătorii de echipamente oferă o gamă limitată de produse, este puţin probabilă găsirea unor elemente reactive de simetrizare având valorile nominale egale cu valorile teoretice obţinute prin calcul. Ţinând cont de acest aspect, s-au determinat limitele în care se pot modifica parametrii caracteristici ai elementelor pasive de echilibrare cu condiţia menţinerii coeficientului de nesimetrie negativă într-un domeniu impus.

Din considerente analitice se definesc factorii adimensionali:

$$\xi \cdot d = \frac{B_{31}}{B_{12}} \tag{23}$$

şi

$$b = B_{12} \cdot R \tag{24}$$

unde:

$$\xi = \begin{cases} -1 & \text{pentru } \lambda > \sqrt{3}/2 \\ +1, & \lambda < \sqrt{3}/2. \end{cases}$$

Domeniile posibile de variaţie a acestor coeficienţi rezultă din figura 4. Introducând relaţiile (23) şi (24) în relaţia (7) se obţine expresia coeficientului de nesimetrie negativă sub forma:

$$k_I^- = \sqrt{\frac{\lambda^2 + \lambda^2 \cdot \sqrt{3} \cdot b \cdot (\xi \cdot d - 1) + b^2 \cdot (1 - \xi \cdot d)^2 - b \cdot \cdot (1 + \xi \cdot d) \cdot \lambda \cdot \sqrt{1 - \lambda^2} + b^2 \cdot \xi \cdot d}{\lambda^4 + \left[ b \cdot (1 + \xi \cdot d) + \lambda \cdot \sqrt{1 - \lambda^2} \right]^2}}. \tag{25}$$

Având în vedere valorile coeficientului $\xi$, relaţia (25) devine:

$$k_I^- = \sqrt{\frac{\lambda^2 \cdot \left[1 - \sqrt{3} \cdot b \cdot (1 + d)\right] + b^2 \cdot \left[-d + (1 + d)^2\right] - b \cdot \cdot (1 - d) \cdot \lambda \cdot \sqrt{1 - \lambda^2}}{\lambda^4 + \left[ b(1 - d) + \lambda \cdot \sqrt{1 - \lambda^2} \right]^2}} \tag{26}$$

pentru conexiunea Steinmetz ($\lambda > \sqrt{3}/2$), respectiv:

$$k_I^- = \sqrt{\frac{\lambda^2 \cdot \left[1 + \sqrt{3} \cdot b \cdot (d - 1)\right] + b^2 \cdot \left[d + (1 - d)^2\right] - b \cdot \cdot (1 + d) \cdot \lambda \cdot \sqrt{1 - \lambda^2}}{\lambda^4 + \left[ b(1 + d) + \lambda \cdot \sqrt{1 - \lambda^2} \right]^2}} \tag{27}$$

pentru schema cu două bobine.

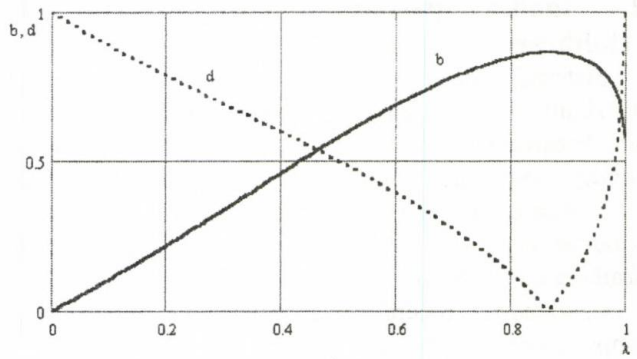



Fig. 4. Variaţiile posibile ale factorilor adimensionali *b* şi *d*.

Influenţa modificării valorii teoretice a elementelor reactive de echilibrare a fost studiată pentru două cazuri:

a) sarcină pur rezistivă ($\lambda = 1$), conexiune Steinmetz (fig. 5);

b) sarcină puternic inductivă ($\lambda = 0{,}7$), conexiune cu două bobine (fig. 6).

Figurile 5 şi 6 pot fi utilizate în două moduri, ele permiţând:

1) determinarea valorii coeficientului de nesimetrie negativă, dacă se cunosc valorile reale ale elementelor reactive de echilibrare;

2) pentru domeniile admise ale coeficientului de nesimetrie negativă, stabilirea domeniilor posibile de variaţie ale susceptanţelor $B_{12}$ şi $B_{31}$, adică ale elementelor de echilibrare suplimentare.

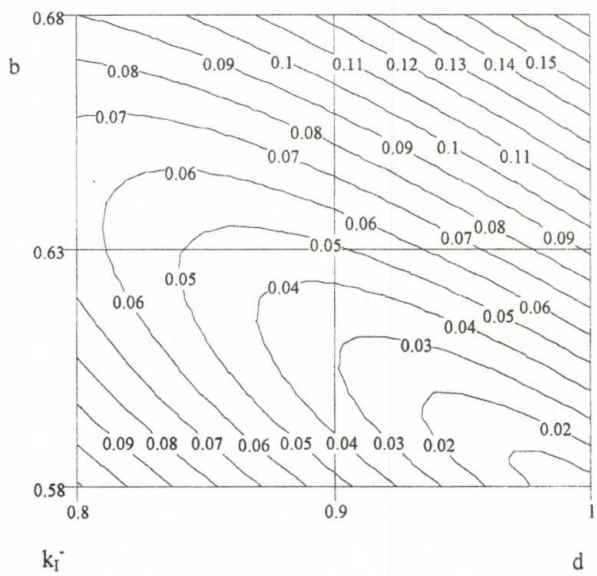



Fig. 5. Variaţia coeficientului de nesimetrie negativă în funcţie de factorii adimensionali *d* şi *b* ($\lambda = 1$).

Şi în acest caz se constată sensibilităţi diferite ale celor două scheme de echilibrare analizate, respectiv ponderi diferite ale variaţiei susceptanţelor $B_{12}$ şi $B_{31}$. Pe de altă parte, dacă unul din parametrii *b* sau *d* este impus, se poate analiza legătura dintre coeficientul de

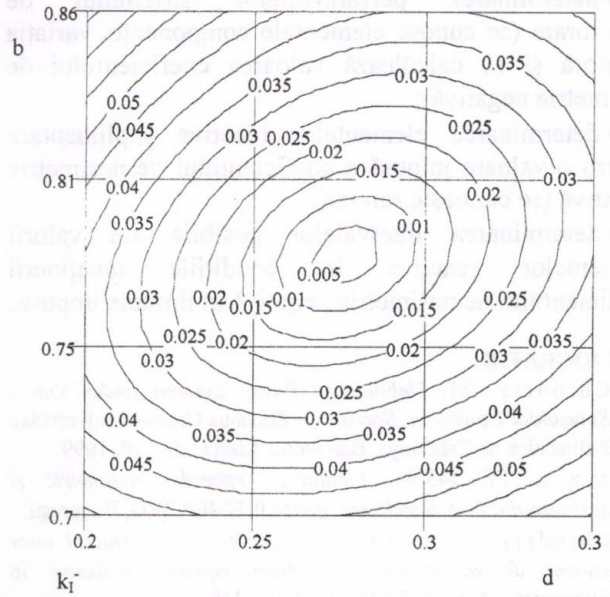



Fig. 6. Variaţia coeficientului de nesimetrie negativă în funcţie de factorii adimensionali *d* şi b (λ = 0,7).

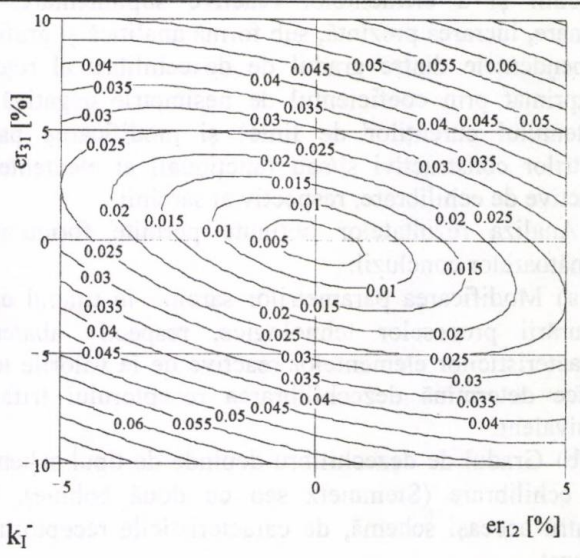



Fig. 7. Variaţia coeficientului de nesimetrie negativă în funcţie de modificarea elementelor de simetrizare, (λ = 1).

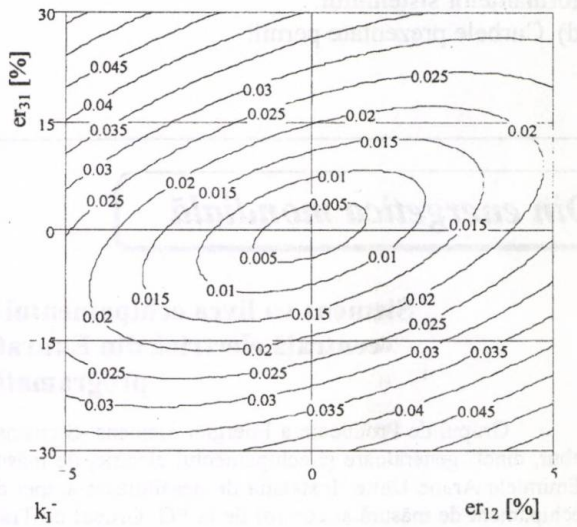



Fig. 8. Variaţia coeficientului de nesimetrie negativă în funcţie de modificarea elementelor de simetrizare (λ = 0,7).

nesimetrie negativă, factorul de putere al sarcinii şi parametrul necunoscut.

O altă problemă care apare în exploatarea practică a schemelor de echilibrare a reţelelor industriale de joasă tensiune o constituie modificarea în timp a caracteristicilor elementelor reactive, modificare determinată de procesele fizice de îmbătrânire a materialelor şi de variaţia condiţiilor de funcţionare. Dacă valorile reale ale elementelor de echilibrare se notează:

$$B_{12}^{*} = B_{12} \cdot er_{12} \tag{28}$$

şi

$$B_{31}^{*} = B_{31} \cdot er_{31}\,, \tag{29}$$

unde $er_{12}$ şi $er_{31}$ exprimă variaţiile menţionate anterior, coeficientul de nesimetrie negativă poate fi determinat cu relaţia:

$$k_I^- = \sqrt{\frac{3\cdot(1-er_{12}-er_{31}) + 4\cdot\sqrt{3}\cdot\lambda\cdot\sqrt{1-\lambda^2}\cdot(er_{31}-er_{12}) - er_{12}\cdot er_{31}\cdot(4\cdot\lambda^2-3) + \left[\lambda\cdot(er_{12}+er_{31}) + \sqrt{3}\cdot\sqrt{1-\lambda^2}\cdot(er_{12}-er_{31})\right]^2}{3\cdot\lambda^2 + \left[\lambda\cdot(er_{12}-er_{31}) + \sqrt{3}\cdot\sqrt{1-\lambda^2}\cdot(1+er_{12}+er_{31})\right]^2}} \tag{30}$$

Influenţa variaţiei în timp a valorii nominale a elementelor reactive de echilibrare a fost studiată pentru aceleaşi două cazuri prezentate anterior, respectiv $\lambda = 1$ (fig. 7) şi $\lambda = 0{,}7$ (fig. 8). Şi în această situaţie se constată influenţe diferite ale elementelor $B_{12}$ şi $B_{31}$; în acelaşi timp, ponderea acestor influenţe depinde de caracteristicile sarcinii şi de tipul schemei de echilibrare.

## Concluzii

Prezenţa în sistemele de distribuţie de joasă tensiune a receptoarelor bifazate de putere este însoţită de o serie de fenomene care influenţează negativ exploatarea acestor sisteme. O metodă utilizată în mod curent pentru eliminarea efectelor nedorite o reprezintă echilibrarea sarcinilor în punctul de racord prin montarea suplimentară a unor elemente pur reactive.

În lucrare au fost analizate două scheme de echilibrare, care transformă receptoarele bifazate de putere în receptoare trifazate echilibrate cu conexiune în triunghi: schema Steinmetz (cu bobină şi condensator) şi schema cu două bobine. Performanţele celor două soluţii sunt afectate de modificarea caracteristicilor

sarcinii şi a elementelor reactive suplimentare; ca urmare, lucrarea prezintă, sub formă analitică şi grafică, dependenţele dintre gradul de dezechilibru al reţelei (exprimat prin coeficientul de nesimetrie negativă al sistemului curenţilor de linie) şi modificarea parametrilor constructivi şi/sau funcţionali ai elementelor reactive de echilibrare, respectiv ai sarcinii.

Analiza rezultatelor obţinute permite formularea următoarelor concluzii:

a) Modificarea parametrilor sarcinii în timpul desfăşurării proceselor tehnologice, respectiv abaterea caracteristicilor elementelor reactive de la valorile teoretice determină dezechilibrarea receptorului trifazat echivalent.

b) Gradul de dezechilibru depinde de tipul schemei de echilibrare (Steinmetz sau cu două bobine), iar pentru aceeaşi schemă, de caracteristicile receptorului bifazat.

c) Elementele reactive au influenţe diferite asupra performanţelor sistemului.

d) Curbele prezentate permit:

- determinarea performanţelor sistemului de echilibrare (se cunosc elementele componente, variaţia acestora şi se calculează valoarea coeficientului de nesimetrie negativă);
- determinarea elementelor reactive suplimentare pentru o valoare impusă a coeficientului de nesimetrie negativă (se cunoaşte sarcina);
- determinarea intervalelor posibile ale valorii elementelor reactive în condiţiile menţinerii coeficientului de nesimetrie negativă în limitele impuse.

**BIBLIOGRAFIE**

[1] Chindriş, M. *Unbalanced Power Systems under Non – Sinusoidal Condition. Socrates* – Erasmus Course. Universidad Politecnica de Catalunya, Barcelona, March 16 – 19, 1999.

[2] x x x. PE 143/94. *Limitarea regimului nesimetric şi nesinusoidal în sistemele energetice.* ICEMENERG, Bucureşti.

[3] Chindriş, M, Man, E., Cziker, A. *Studiul unor sisteme de echilibrare a reţelelor electrice trifazate.* În Energetica, 48, nr. 5, 2000, pag. 243 – 248.

[4] Comşa, D. *Instalaţii electrotermice industriale.* Editura Tehnică, Bucureşti, 1986.

**Referent: ing. Hermina Albert - ISPE**

**(Primit la 2 iunie 2000, acceptat la 2 mai 2001)**

## *Din energetica mondială*

### Siemens va livra echipamentul în valoare de 140 mil. EURO pentru o centrală electrică din Emiratele Arabe Unite. Prima pornire este programată pentru anul 2002

Grupul de Producere a Energiei Siemens -Siemens Power Generation Group (PG) urmează să livreze trei turbine cu abur, cinci generatoare şi echipamentul electric, de măsură şi control pentru centrala electrică a complexului Jebel Ali din Emiratele Arabe Unite. Instalaţia de desalinizare a apei de mare legată de acest complex va fi, de asemenea, prevăzută cu echipament de măsură şi control de la PG. Grupul de Transport şi Distribuţie a Energiei Electrice al lui Siemens – Siemens Power Transmission and Distribution Group (PTD) va oferi transformatorul de înaltă tensiune pentru noua centrală electrică cu ciclu combinat. Centrala electrică va avea o capacitate electrică de 850 MW şi va desaliniza zilnic 50 mil. galoane (230 000 $m^3$) de apă de mare. Valoarea totală a comenzii pentru Siemens este de aproximativ 140 mil. EURO. Investiţiile totale în centrala electrică sunt de circa 500 mil. EURO. Cumpărătorul este distribuitorul italian de energie Enelpower, care construieşte drept contractor general, întreaga instalaţie cu compania italiană Fisia Italimpianti, responsabilă de instalaţia de desalinizare.

Jabel Ali este amplasată la 50 km de Dubai şi cuprinde un număr de unităţi ale centralei electrice şi de instalaţii de desalinizare cu o capacitate electrică de aproape 2000 MW (combinată) şi o capacitate zilnică de producţie de 115 mil galoane (530 000 $m^3$) apă desalinizată. Siemens a construit Unitatea G ca lider al unui consorţiu, între anii 1990 şi 1992, adăugând mai târziu o turbină cu gaze. Noua unitate K este programată să fie racordată la reţea la mijlocul anului 2002 şi urmează să fie exploatată la sarcină de bază. Electricitatea va fi injectată în reţeaua întreprinderii Dubai Electricity, proprietatea statului şi a Autorităţii Apelor (DEWA), care exploatează, de asemenea, centrala electrică din Emiratele Arabe Unite.

Unitatea K de la Jabel Ali din Emiratele Arabe Unite este a doua centrală electrică la care lucrează în mod curent PG: din 1998 Siemens – ca lider al consorţiului şi corporaţia industrială coreană Hanjug sunt în curs de a construi centrala electrică bazată pe ciclu combinat Al Taweelah 2 cu instalaţie de desalinizare a apei de mare, ca proiect la cheie, la 80 km est de Abu Dhabi. Turbinele cu gaze au intrat, deja, în exploatare comercială, întreaga capacitate urmând să fie gata în septembrie 2001.

Valoarea comenzii pentru PG ca livrant al componentelor centralei electrice şi al întregului echipament de măsură şi control este de circa 310 mil. EURO. Cele trei turbine cu gaze şi cele două turbine cu abur ale centralei electrice vor avea o capacitate de 710 MW, iar instalaţia de desalinizare va avea o capacitate zilnică de 50 mil. galoane (230 000 $m^3$) de apă. Cumpărătorii sunt Abu Dhabi Water şi Autoritatea de Electricitate (ADWEA), ambele proprietatea statului, şi investitorul din USA – CMS Energy Corp. Al Taweelah 2 este primul proiect privat din regiunea Golfului.

**Anton ROŞU**

redactor-şef al revistei ENERGETICA

## Recenzie

POENARU G. M. D. - **Comportarea în exploatare a echipamentelor termoenergetice - Sistem unitar de urmărire şi analiză a comportării în exploatare a echipamentelor termoenergetice - în considerarea comportării ca o componentă a gestiunii tehnice a echipamentelor termoenergetice.**
Ed. Danubius, Bucureşti, 2000

Cartea reprezintă o dezvoltare a tezei de doctorat a autorului. Tema este una de mare importanţă practică, iar autorul ne demonstrează că are şi o indiscutabilă valoare teoretică şi chiar filozofică. Domeniul de activitate căruia i se subscrie această temă este unul căruia autorul i-a consacrat o parte importantă din cariera sa de energetician.

Comportarea în exploatare a echipamentelor, definită de autor ca o activitate distinctă, are menirea să furnizeze proiectanţilor, constructorilor de maşini şi beneficiarilor elemente care să-i ajute pe aceştia să perfecţioneze echipamentele, respectiv activităţile. Acesta este motivul pentru care această activitate trebuie să stea în atenţia tuturor celor trei factori. În cartea de faţă, autorul are în vedere mai ales activitatea beneficiarului, căruia se străduieşte să-i dea noţiunile şi îndrumările necesare pentru desfăşurarea ei.

**Capitolul 1** începe cu prezentarea unor aspecte generale privind terminologia folosită. Autorul simte nevoia să facă ordine în multitudinea de termeni folosiţi în trecut şi propune renunţarea la unii şi adoptarea altora, uneori forţând nota („echipament" în loc de „utilaj") sau comiţând, cum singur insinuează, câteva „barbarisme" („echipamentologia", „echipamentica"). Rămâne ca viitorul să valideze alegerea făcută.

În acelaşi capitol sunt prezentate două noţiuni noi şi interesante: „gestiunea echipamentelor tehnologice" (tribut plătit de inginerul Poenaru juristului Poenaru) şi „teoria generală a echipamentelor tehnologice". Prin gestiunea echipamentelor autorul înţelege răspunderea celui care trebuie să „poarte de grijă" acestora, iar „teoria generală a echipamentelor tehnologice" ar trebui să fie o ştiinţă tehnică nouă, care să trateze, în primul rând, aspectele valabile pentru toate categoriile de echipamente.

În **capitorul 2** autorul disecă noţiunea de comportare în exploatare a echipamentelor şi, foarte important, surprinde cele două activităţi specifice ale acesteia: „**urmărirea comportării în exploatare**" şi „**analiza comportării în exploatare**". Autorul prezintă, pe scurt, regulamentele (PE-urile) care au tangenţă cu comportamentul în exploatare al echipamentelor energetice şi pune bazele unui „sistem de tratare unitară" a comportării în exploatare al echipamentelor termoenergetice. Sunt enumerate, într-o înşiruire logică, 17 principii („repere esenţiale" cum le numeşte autorul) ale acestui sistem. În sfârşit, pentru că analiza statistică este un instrument important al comportării în exploatare a echipamentelor, sunt prezentate sistemele de statistică ale UNIPEDE/CME, CAER, NORDEL, EEI-SUA, Japoniei şi României.

În **capitolul 3** este prezentată, pe larg, prima dintre cele două activităţi specifice ale comportării în exploatare a echipamentelor: „urmărirea comportării în exploatare a echipamentelor termoenergetice". Activitatea este localizată corect, în locul în care se află echipamentul instalat, are un caracter continuu, iar responsabilitatea ei revine operatorilor şi persoanelor responsabile cu această activitate. Sunt prezentate metodele şi procedeele de urmărire.

O atenţie specială este acordată sistemului de urmărire a defectelor la ţevile sistemului sub presiune al generatoarelor de abur (cazane). Sistemul a fost conceput de autor cu mulţi ani în urmă şi a fost experimentat, cu succes, în mai multe centrale electrice.

**Capitolul 4** tratează cea de a doua activitate specifică a comportării în exploatare: „analiza comportării în exploatare". Sunt descrise pe rând analiza statistică, analiza fenomenologică, sunt definiţi indicatorul de comportare şi indicatorul de funcţionare şi sunt descrise metodele şi procedeele pentru ralizarea analizelor de comportare a echipamentelor. Activitatea este localizată exclusiv în domeniul energetic: centrală termoelectrică, sucursală de electrocentrale, grup de centrale termoelectrice, sector energetic. Remarc, încă o dată, omiterea sectoarelor de proiectare şi constructoare de maşini, care, cel puţin pentru prototipuri, trebuie să colecteze şi să analizeze datele de comportare a echipamentelor. Normal ar fi ca acestea să preia sistematic de la beneficiari rezultatele analizelor de comportare pentru toate echipamentele livrate, pentru toată perioada de viaţă a acestora, şi să le selecteze pe cele care au drept cauze proiectarea sau fabricaţia. Activitatea se efectuează periodic, iar răspunderea este, bineînţeles, a persoanelor care o execută.

**Capitolul 5** se referă la calculul indicatorilor sintetici de funcţionare şi al indicatorilor de comportare în exploatare ai echipamentelor termoenergetice. Se introduc noţiunile de „indicator ideal", „indicator efectiv" şi „indicator agregat". Este prezentat un tabel cu indicatorii sintetici de funcţionare în care apar şi relaţiile de calcul al acestora. Referitor la acest tabel am câteva observaţii:

1. Nu este folosit, consecvent, sistemul internaţional de unităţi de măsură; este de fapt o lacună a întregii lucrări.

2. Referitor la calculul coeficientului de disponibilitate (nr. 7 din tabel), despre care în capitolul 4 se spune că este principalul indicator sintetic, şi aşa este, relaţia de determinare nu ne duce la nici una din tipurile de disponibilităţi cunoscute.

3. Trebuie revizuite relaţiile de determinare din întregul tabel pentru a introduce, acolo unde este cazul, coeficienţi de transformare a unităţilor de măsură.

4. De revăzut relaţia de determinare a energiei electrice produse pe cărbune (nr. 28 din tabel); în cazul $t_{cc}$ împărţit la $t_{cc}$ nu se poate obţine MWh!

Indicatorii de comportare în exploatare, în număr de 186 (!) pe bloc, sunt de următoarele tipuri: indicatori de timp, coeficienţi de timp, pondere de timp, frecvenţă de staţionare şi durată medie de staţionare. În carte este prezentat modul de calcul al acestora, pentru blocul cu un singur generator de abur şi pentru blocul energetic cu două generatoare de abur.

În **capitolul 6, „Valorificarea în practică a activităţii de analiză a comportării în exploatare a echipamentelor termoenergetice"**, sunt prezentate şase aplicaţii, care se înscriu în următoarele categorii:

- cunoaşterea situaţiei de funcţionare a parcului de echipamente din centralele termoelectrice;
- identificarea şi localizarea zonelor critice şi a punctelor slabe ale echipamentelor supuse urmăririi şi analizei;
- corectarea valorilor normative ale indicatorilor de disponibilitate;
- soluţionarea luării unor decizii şi a organizării activităţilor legate de echipamente.

Capitolul 6, ultimul, este de concluzii.

Cu toate aceste deficienţe, consider lucrarea interesantă şi folositoare şi o recomand cu căldură tuturor celor care au preocupări în domeniu.

**ing. A. VANCA**

## SOMMAIRE

Numéro spécial "*Le fonctionnement et le développement des centrales électriques dans les conditions du marché de l'énergie*"


Ovidiu POP, Vasile CHIOSA : Table Ronde "*Le fonctionnement et le développement des centrales électriques dans les conditions du marché de l'énergie*" - presentation 239

Maria MĂNICUTĂ, Lusine CARACAŞIAN, Radu REGMAN: L'apparition de nouveaux participants sur le marché de l'énergie électrique en Roumanie dans les conditions du cadre actuel de réglementation 240

Victor IONESCU: Les principes de la programmation du fonctionnement des groupes dirigeables par dispatcher 244

Ovidiu POP, Radu OPINCARU, George STĂNESCU: Les implications du fonctionnement du marché en gros de l'énergie électrique en Roumanie 249

Victor VAIDA: La perspective du fonctionnement des centrales électriques à la houille dans les conditions du marché de l'énergie 253

Nicolae PĂUNESCU, Nicolae OPRIŞ, Cristina MĂNDRICAN: La société Hidroelectrica, élément catalyseur du marché de l'énergie en Roumanie 258

David ŞTEFAN: Mesures visant la réduction des coûuts et la protection de l'environnement proposées par la filiale électrique MURES dans les conditions de l'économie de marché de l'énergie 262

Radu STOENESCU, Carmencita CONSTANTIN, Marian DOBRIN Viorica PETRI: Le financement des projets énergetiques et le rôle de l'activité de consultance dans l'obtention du financement des projets 265

Horia BOGDAN, Victor TEODOROIU, Mihaela POPESCU: La délivrance des licences d'exploitation commerciale dans le secteur de l'énergie électrique et thermique en tant qu'instrument favorable à un développement soutenable du secteur 269

Mircea CHINDRIŞ, Andrei CZIKER, Silviu ŞTEFANESCU: Etudes des performances des systèmes d'équilibration des récepteurs biphases de puissance 273

**RÉUNION TECHNIQUES-SCIENTIFIQUES** 243, 272

**L'EERGY DANS LE MONDEN** 278

**COMPTE-RENDUS** 279


## INHALT

"Der Betrieb und die Entwicklung der Kraftwerke unter den Bedingungen des Energiemarktes "


Ovidiu POP, Vasile CHIOSA: Die Vorstellung des Gesprächs am runden Tisch "*Der Betrieb und die Entwicklung der Kraftwerke unter den Bedingungen des Energiemarktes*" 239

Maria MĂNICUŢĂ, Lusine CARACAŞIAN, Radu REGMAN: Der Auftritt neuer Teilnehmer auf dem Elektroenergiemarkt in Rumänien unter den Bedingungen des aktuellen Regelungsrahmens 240

Victor IONESCU: Die Prinzipien der Betriebsprogrammierung der lastverteilerführbaren Einheiten der S.C.Termoelectrica S.A. 244

Ovidiu POP, Radu OPINCARU,George STĂNESCU: Die Auswirkungen des Betriebes des Elektroenergie-Großhandelmarktes in Rumänien auf die S.C Termoelectrica S.A. 249

Victor VAIDA: Die Perspektive des Betriebes steinkohlebefeuerter Kraftwerke unter den Bedingungen des Energiemarktes 253

Nicolae PĂUNESCU, Nicolae OPRIŞ, Cristina MĂNDRICAN: Die S.C.Hidroelektrica S.A. - ein Katalisator auf dem Energiemarkt in Rumänien 258

David ŞTEFAN: Maßnahmenvorschlag der S.E.Mures zur Kostenreduzierung und zum Umweltschutz unter den Bedingungen des Energiemarktes 262

Radu STOENESCU, Carmencita CONSTANTIN, Marian DOBRIN, Veronica PETRI: Die Finanzierung der Energieprojekte und die Rolle der technischen Beratung bei der Erzielung der Projektfinanzierung 265

Horia BOGDAN, Victor TEODOROIU, Mihaela POPESCU: Die Gewährung von Lizenzen zum kommerzielen Betrieb im Bereich der Elektroenergie und Wärme - ein günstiges Instrument einer dauernden Entwicklung im Bereich 269

Mircea CHINDRIŞ, Andrei CZIKER, Silviu ŞTEFĂNESCU: Die Untersuchung der Leistungen von ausgleichbaren Zweiphasen - Leistungsaufnehmer 273

**WISSENSCHATLICH-TECHNISCHE VERANSTALTUNGEN WELTWEIT** 243, 272

**DIE ENERGIEWIRTSCHAFT WELTWEIT** 278

**BUCHBESPRECHUNGEN** 279


## СОДЕРЖАНИЕ

*"Работа и развитие электростанций в условиях рынка энергий"*


Овидю ПОП, Василе КИОСА: Представление беседы за круглым столом "Работа и развитие электростанций в условиях рынка энергий" 239

Мария МЫНИКУЦЭ, Лусине КАРАКАШИАН, Раду РЕГМАН: Появление ковых участников на рынке электроэнергии в Румынии в условиях нынешних законных рамок 240

Виктор ИОНЕСКУ: Принципы программирования работы диспетчеризуемых предприятий 244

Овидю ПОП, Раду ОПИНКАРУ, Джеордже СТЭНЕСКУ: Воздеиствие работы оптового рынка электроэнергии в Румынии на Т.О. Термоэлектрика А. О. 249

Виктор ВАЙДА: Перспектива работы ТЭС на каменных углях в условиях рынка энергии 253

Николае ПЭУНЕСКУ, Николае ОПРИШ, Кристина МЫНДРИКАН: Т.О. Гидроэлектрика А. О, катализирующий элемент на рынке энергии в Румынии 258

Давид ШТЕФАН: Меры по снижению расходов и защита окружающей среды предложеные Т. О. Муреш в условиях рынка энергии 262

Раду СТОЕНЕСКУ, Карменчита КОНСТАНТИН, Мариян ДОБРИН, Вероника ПЕТРИ: Финансирование энергетических поектов и роль технической консультации при обеспечении финансирования поектов 265

Хория БОГДАН, Виктор ТЕОДОРОЮ, Михаела ПОПЕСКУ: Присуждение лицензий по торговой экплуатации в области электроэнергии и тепла благоприятное средство развития отрасли 269

Мирчеа КИНДРИШ, Андрей КЗИКЕР, Силвю ШТЕФЭНЕСКУ: Изучение показателей систем управновешивания двухфазных приемников мощности 273

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ 243, 272

ИЗ МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ 278

РЕЦЕНЗИЯ 279



Redacţia şi administraţia : B-dul Energeticienilor, nr. 8, sector 3, 74568, Bucureşti, tel./fax : 322 06 92; tel: 321 69 66/213
e-mail: energetica@icemenerg.vsat.ro; domni@icemenerg.vsat.ro; web: www.icemenerg. vsat.ro/energetica
Procesare computerizată şi tipărire la S.C. ICEMENERG S.A. (Domnica Câmpeanu)
Coperta tipărită la Tipografia RAPIDOCOLOR, Bucureşti

*Urmare din coperta 2*

# CODUL DE COMPORTARE ETICĂ ȘI PROFESIONALĂ A MEMBRILOR ASOCIAȚIEI

**B**. Pentru unități, membri persoane juridice, pe lângă specificul activității se ține cont și de modul în care conducerea unității respective a acționat și acționează pentru aplicarea de către membrii săi a principiilor deontologiei inginerești prevăzute la pct. **A** de mai sus.

**C**. Aprecierea activității și a modului de comportare a membrilor fizici se face pe baza prezentării unui curriculum vitae și a referatelor făcute de unul sau doi membri.

*Cap. II. Condiții pentru a face parte din Consiliul Director*

Consiliul Director este compus din membri persoane fizice aleși de Adunarea Generală dintre cei mai buni membri ai săi. La alegere se va avea în vedere să fie reprezentate principalele specialități ale domeniului energetic.
Persoanele respective trebuie:

**1** - să cunoască problemele sectorului energetic în ansamblul său și/sau să fie specialist recunoscut într-unul din domeniile specifice sectorului;
**2** - să manifeste interes și atașament față de problemele energetice;
**3** - să se bucure de prestigiu datorită competenței profesionale și comportării sale în activitate și societate;
**4** - să aibă experiență managerială câștigată ca urmare a conducerii unor colective (colective de cercetare-proiectare, secții, servicii, catedre didactice sau funcții superioare acestora). Prin excepție pot fi aleși și specialiști care, deși nu au condus colective, au lucrări de înalt nivel științific recunoscute pe plan național.

*Cap. III. Condiții suplimentare pentru conducerea Consiliului Director*

Membrii conducerii Consiliului Director trebuie:

1 - să cunoască problemele de ansamblu ale sectorului energetic;
2 - să fi contribuit și să contribuie în continuare la rezolvarea unor probleme în domeniul energetic fie prin activitatea depusă, fie prin lucrări științifice de înalt nivel;
3 - să se bucure de prestigiu profesional, fiind o personalitate pe plan național;
4 - să aibă experiență managerială, ca urmare a conducerii unor colective (șef de proiect complex, director, șef de catedră sau funcție superioară acestora);
5 - să cunoască o limbă străină de largă circulație.

*Cap. IV. Condiții pentru apartenența la organismele asociației*

Colegiul
La numirea membrilor Colegiului, Consiliul Director trebuie să aibă în vedere să aleagă dintre membrii asociației pe cei mai buni specialiști, care să reprezinte principalele domenii de activitate specifice sectorului energetic și care au avut o comportare conformă cu principiile deontologice inginerești.

Membrii Colegiului trebuie:

- să cunoască bine problemele cel puțin într-unul din domeniile specifice;
- să fi activat și/sau să activeze în domenii de specialitate;
- să-și fi adus contribuția la rezolvarea unor probleme tehnice și/sau științifice.

Pentru analizarea abaterilor de la deontologia profesională Consiliul Director va numi un Consiliu de onoare permanent format din trei personalități, membri ai asociației. Acest consiliu va face propuneri Consiliului Director, care va lua decizii.

# S.C. ICEMENERG S.A.
## Institutul de Cercetări și Modernizări Energetice

Bd. Energeticienilor 8, 74568, București 3, România
Tel: (+40-1) 321 32 41 ● Fax: (+40-1) 321 10 10
mail: icemenerg@icemenerg.vsat.ro ● Web Page: http://www.icemenerg.vsat.ro

### OFERTĂ DE SERVICII:

- *Cercetare aplicativă și dezvoltare*
- *Inginerie, audituri, certificări, testări, probe și măsurători, expertize în laborator și pe teren, asistență tehnică*
- *Consultanță în relația energiei cu mediul ambiant*
- *Studii generale, de planificare și de strategie sectorială, evaluări de programe*
- *Studii tehnice de prefezabilitate și fezabilitate, proiecte de instalații și tehnologii*

### DOMENII DE EXPERTIZĂ:

➢ *TERMOMECANICĂ*
- ⇨ *Retehnologizarea echipamentelor energetice*
- ⇨ *Tehnologii de diagnoză. Analize de avarii. Expertizarea stării tehnice a instalaţiilor energetice*
- ⇨ *Instrucţiuni, proceduri, normative pentru exploatarea instalaţiilor energetice*
- ⇨ *Soluţii şi documentaţii de conservare pe termen lung a blocurilor energetice*
- ⇨ *Recuperatoare de căldură cu tuburi termice: soluţii, proiectare, realizare, implementare*
- ⇨ *Proiectare schimbătoare de căldură, probe (măsurători) complexe la instalaţiile energetice*

➢ *ECHIPAMENTE, STAŢII ŞI REŢELE ELECTRICE*
- ⇨ *Transformatoare şi aparate electrice*
- ⇨ *Încercări asupra echipamentelor, aparatajului şi încercări de mare putere*
- ⇨ *Linii electrice aeriene şi în cablu*
- ⇨ *Elaborare de standarde şi normative, asigurarea calităţii*

➢ *AUTOMATIZĂRI, GENERATOARE ŞI MOTOARE ELECTRICE*

➢ *AUTOMATIZĂRI, TELECOMUNICAŢII , PROTECŢII*
- ⇨ *Probe şi măsurători la echipamenteprimare/ secundare din instalaţii energetice*
- ⇨ *Puneri în funcţiune, verificări, optimizări instalaţii de detecţie şi separare a metalelor din cărbune*

➢ *EXPERTIZĂ - DIAGNOZĂ METAL, CONTROL NEDISTRUCTIV ŞI TEHNOLOGII DE REPARAŢII*

➢ *HIDRO*
- ⇨ *Măsurători/încercări/performanţă/garanţie "in situ" şi în staţii pilot*
- ⇨ *Elaborarea soluţiilor optime de modernizare, retehnologizare şi mentenanţă*
- ⇨ *Optimizarea sistemelor de reglaj al turbinelor hidraulice*
- ⇨ *Algoritmi de urmărire şi diagnoză în exploatare, realizarea instalaţiilor de monitorizare*

➢ *POLITICI, REGLEMENTĂRI, TEHNOLOGIA INFORMAŢIEI*
- ⇨ *Politici, reglementări, metodologii de sistem*
- ⇨ *Sisteme EMS-SCADA, Sisteme MIS*
- ⇨ *Telecomunicaţii*
- ⇨ *Servicii tehnice de exploatare*

➢ *MEDIU ŞI ECOTEHNOLOGII*
- ⇨ *Chimie energetică si ecotehnologii*
- ⇨ *Coroziune şi efecte ambiante*
- ⇨ *Instalaţii de depoluare, evaluare mediu*

➢ *UTILIZAREA EFICIENTĂ A ENERGIEI ŞI SURSE REGENERABILE*
- ⇨ *Eficienţa energiei în clădiri, industrie şi la nivelul municipalităţilor*
- ⇨ *Sisteme de cogenerare cu motoare termice şi turbine cu gaze pentru aplicaţii locale*
- ⇨ *Gestiunea energiei electrice, calitatea şi etichetarea eficienţei energetice, certificarea eficienţei receptoarelor*
- ⇨ *Surse regenerabile de energie (eoliană, solară, geotermală, micro - hidro, biomasă)*

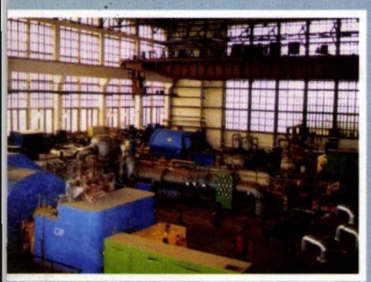
➢ *MATERIALE NOI PENTRU MENTENANŢA ECHIPAMENTELOR ENERGETICE*

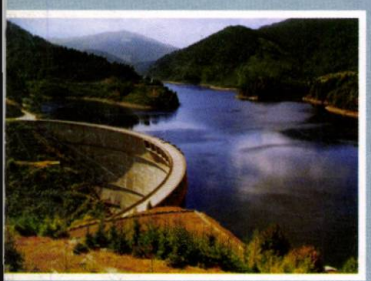
➢ *INFORMARE ŞI DOCUMENTARE ÎN ENERGIE*

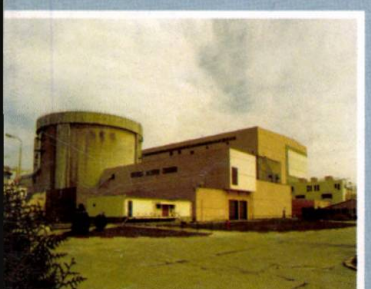
Iulie 2001

E 2039. F F
8 000001 296862

# Energetica







## Număr special

## "Evoluții și perspective ale sistemelor de cogenerare din România"

- cogenerare
- cogenerare de mică putere
- indice de termoficare
- conducere operativă
- impact asupra mediului
- încălzire urbană

**ASTER**
Asociația Științifică și Tehnică a Energeticienilor din România

## CERINȚE OBLIGATORII
### pentru elaborarea lucrărilor propuse spre publicare în revista Energetica

ENERGETICA este o publicație de nivel tehnico-științific ridicat și din acest motiv exigențele redacției sunt deosebite.

Revista încurajează prezentarea ideilor noi, originale, care contribuie la progresul și dezvoltarea tehnicii naționale și/sau mondiale, dar nu neglijează informarea specialiștilor energeticieni asupra noutăților tehnico-științifice sau/și economice din țară sau de peste hotare. Conținutul și nivelul revistei se bazează pe contribuțiile energeticienilor din toate sectoarele de activitate.

Pentru a asigura nivelul tehnico-științific al revistei și prestigiul acesteia, autorii trebuie să respecte și următoarele condiții de formă și de conținut:

**A. Conditii de formă**

- lucrarea va avea maximum 10 pagini (inclusiv tabele și figuri) și va fi redactată în MS WORD 97 sau o versiune anterioară, pe o singură față a colii format A4, utilizând fontul Times New Roman;
- lucrările propuse spre publicare vor fi transmise în două exemplare și pe dischete de 3,5", la adresa redacției sau prin e-mail la adresa: energetica@icemenerg.vsat.ro;
- sub titlu se vor scrie: titlul științific și/sau profesiunea, numele și prenumele complet al autorilor, numele și adresa unității unde își desfășoară activitatea, telefon, fax și e-mail. Lucrarea trebuie să fie **semnată de toți autorii**. Dacă lucrarea este trimisă prin e-mail, se va transmite suplimentar prin fax (la nr. 322.06.92) prima pagină cu titlul și semnăturile autorilor;
- textul lucrării va fi precedat de un **rezumat** de maximum 10 rânduri, preferabil și în limba engleză, (inclusiv cuvinte cheie-**descriptori**) și va fi organizat astfel: introducere, conținut, concluzii, bibliografie;
- **bibliografia** va fi prezentată la sfârșitul lucrării, respectând normele specifice de redactare, iar referirile din text se vor face prin indicarea numărului corespunzător între paranteze drepte.

**B. Conditii de continut**

- autorii vor preciza la începutul lucrării, pe scurt, **stadiul, pe plan național/mondial**, al problemei de care se ocupă, evidențiind contribuția proprie; de asemenea vor preciza dacă este vorba de o lucrare cu caracter de originalitate sau de una de sinteză-informații;
- afirmațiile trebuie să aibă acoperire în literatura de specialitate menționată în bibliografie sau în deducțiile proprii ale autorului; nu se admit afirmații luate din literatură nesemnalate ca atare, dându-se impresia că ar fi ale autorului;
- în cazul unui articol original, autorul va prezenta modelul matematic propus sau folosit, fără excese introductive și nefăcând abuz de formule, definind cu claritate problema pe care o tratează și nivelul deja cunoscut de la care pornește în abordare. În continuare se vor dezvolta concret și coerent optimizările propuse, avantajele ce se obțin ca urmare a aplicării propunerilor proprii și modul în care acestea se pot materializa în viitor;
- obligatoriu trebuie indicat concret modul de implementare a propunerii(lor) făcute și rezultatele care apar ca urmare a aplicării practice a ideii(lor) autorului. În cazul în care lucrarea a fost aplicată sau experimentată este recomandabil să fie evidențiate comparații între supozițiile inițiale (din modelul propus) și rezultatele practice obținute. Cu cât autorul este mai corect în acest context, cu atât el devine mai credibil;
- articolele de sinteză trebuie să fie scrise cu multă rigoare, precizând partea de contribuție a autorului față de datele preluate din literatura de specialitate;
- concluziile lucrării trebuie legate inseparabil de text, în sensul că trebuie să reprezinte rezultatul logic al dezvoltării capitolelor lucrării. Concluziile generalizate, care nu sunt demonstrabile prin cuprinsul lucrării, scad valoarea și dau impresia de superficialitate.

Principiile de bază ce trebuie avute în vedere la elaborarea oricărei lucrări, chiar și a celor de informare, sunt următoarele:

- rigoarea profesională;
- conciziunea expunerii;
- probitatea științifică;
- actualitatea mesajului.

Cerințele prezentate mai sus sunt elaborate ținând seama de:

- interesul cititorilor;
- necesitatea asigurării nivelului tehnico-științific ridicat al revistei;
- protejarea prestigiului autorului (autorilor).

Pentru respectarea acestor cerințe, redacția vă mulțumește anticipat.

BUDAPESTI MŰSZAKI ÉS GAZDASÁGTUDOMÁNYI EGYETEM
Műszaki Információs Központ és Könyvtár
2001

# ENERGETICA e®

REVISTA DE SPECIALITATE A ENERGETICIENILOR DIN ROMÂNIA

ISSN: 1220 - 5133

ANUL 49 Nr. 7 IULIE 2001

Revista ENERGETICA a fost înfiinţată în anul 1953, continuînd tradiţia vechilor publicaţii inginereşti care au avut preocupări în domeniul energiei ca, de exemplu:

- Diaru pentru vulgarizarea ştiinţelor naturale şi fizice (1870 - 1882);
- Buletinul Societăţii Politehnice (1887 - 1944);
- Buletinul Asociaţiei Generale a Inginerilor din România – AGIR (1919 - 1946);
- ENERGIA, editată de ing. Dumitru Leonida (1921);
- Buletinul Asociaţiei Producătorilor şi Distribuitorilor de Energie Electrică - APDE (1932 - 1944);
- Buletinul Institutului Român de Energie - IRE (1933 - 1944).

Începînd cu data de 01.08.1999 revista Energetica este editată de Asociaţia Ştiinţifică şi Tehnică a Energeticienilor din România "ENERGETICA", înfiinţată ca organizaţie profesională, neguvernamentală, nonprofit.

Organul suprem de conducere al Asociaţiei este Adunarea Generală, care a delegat pentru administrare un Consiliu Director compus din: Eugeniu PAVEL – preşedinte, Jean CONSTANTINESCU- vicepreşedinte, Ion CONECINI – secretar general, Vasile RUGINĂ – trezorier, Virgil MUŞATESCU, Dumitru Cezar IONESCU, Nicolae NICULESCU, Stelian OPRESCU, Dan GHEORGHIU – membri.

În cadrul Asociaţiei funcţionează Colegiul revistei Energetica, împuternicit de Consiliul Director prin Hotărîrea nr. 1/01.01.2001, să coordoneze activitatea ştiinţifică şi de editare a revistei şi a publicaţiilor satelite.

**COLEGIUL REVISTEI ENERGETICA**

**Preşedinte:** dr. ing. Eugeniu PAVEL

**Membri:** ing. Hermina ALBERT; prof. dr. ing. Florin ALEXE; prof. dr. ing. Victor ATHANASOVICI; prof. dr. ing. Adrian BADEA; prof. dr. ing. Cornel BIANCHI; dr. ing. Iosif Constantin BILEGAN; ing. Mircea CÂRDU; prof. dr. ing. Mircea CHINDRIŞ; dr. ing. Ion CONECINI; dr. ing. Jean CONSTANTINESCU; prof. dr. ing. Dorin CRISTESCU; prof. dr. ing. Nicolae DĂNILĂ; prof. dr. ing. Mircea EREMIA; dr. ing. Ioan GANEA; ing. Dan GHEORGHIU; dr. ing. Miron Laurenţiu GOIA; prof. dr. ing. Nicolae GOLOVANOV; prof. dr. ing. Basarab Dan GUZUN; prof. dr. ing. Sorin HURDUBEŢIU; prof. dr. ing. Dumitru Cezar IONESCU; prof. dr. ing. Dumitru IVAS; dr. ing. Lucian LEFTER; dr. ing. Gheorghe LUCA; dr. ing. Ion LUNGU, prof. dr. ing. Virgil MAIER; prof. dr. ing. Magdalena MATEI; dr. ing. Andrei Călin MIHĂILEANU; ing. Cornel MOŢIU; conf. dr. ing. Virgil MUŞATESCU; prof. dr. ing. Constantin NEAGA; prof. dr. ing. Mircea NEMEŞ; ing. Nicolae NICULESCU; prof. dr. ing. Valeriu NISTREANU; ing. Radu OPINCARU; ing. Stelian OPRESCU; ing. Cornel PÂSLARU; prof. dr. ing. Alexandru POEATĂ; dr. ing. Marius POMÂRLEANU; prof. dr. ing. Florin POP; dr. ing. Teodor POPA, dr. ing. Badea POPA; dr. ing. Anca POPESCU; ing. Miron POPESCU; prof. dr. ing. Petre POSTOLACHE; prof. dr. ing. Ilie PRISECARU; ing. Constantin RADU; ing. Radu REGMAN; dr. ing. Gabriel ROMAŞCU; ing. Anton ROŞU; ing. Costin Liviu RUCĂREANU; dr. ing. Vasile RUGINĂ; ing. Norica SĂNDULESCU; ing. Alexandru SĂNDULESCU; ing. Emilian SIMIAN; ing. Mihaela STIOPOL; ing. Cristian ŢÂNŢĂREANU; ing. Ovidiu ŢUŢUIANU; ing. Anton VLĂDESCU; ing. Gheorghe VOICU

Conducerea tehnico-ştiinţifică a revistei Energetica se asigură de către Biroul de redacţie pe baza Regulamentului de funcţionare al revistei Energetica.

**BIROUL DE REDACŢIE*:** dr. ing. Eugeniu PAVEL – preşedinte; ing. Anton ROŞU - redactor-şef; prof. dr. ing. Dumitru Cezar IONESCU – redactor-şef adjunct; prof. dr. ing. Nicolae GOLOVANOV– redactor-şef adjunct; ing. Norica SĂNDULESCU – secretar de redacţie; dr. ing. Ion CONECINI; dr. ing. Ioan GANEA; dr. ing. Lucian LEFTER; dr. ing. Ion LUNGU; conf. dr. ing. Virgil MUŞATESCU; ing. Nicolae NICULESCU; ing. Radu OPINCARU; dr. ing. Anca POPESCU

* Componenţa aprobată prin hotărîrea Consiliului Director din 31.08.2000

**Redactor:** Ana Maria CHIVU
tel/fax.: 3220692; tel. 3216966/213

©Toate drepturile asupra acestei publicaţii sunt rezervate Asociaţiei Ştiinţifice şi Tehnice a Energeticienilor din România "ENERGETICA". Orice reproducere, integrală sau parţială, prin indiferent ce mijloace, a materialelor apărute în paginile publicaţiei se poate face numai cu aprobarea Asociaţiei. Sunt autorizate numai citările incluse în lucrări ştiinţifice sau în alte volume, cu precizarea sursei. Opiniile exprimate în articolele publicate în revistă aparţin autorilor.

*Număr special "Evoluţii şi perspective ale sistemelor de cogenerare din România"*

## CUPRINS

Nicolae NICULESCU, Victor ATHANASOVICI: **Masa rotundă "Evoluţii şi perspective ale sistemelor de cogenerare din România" - prezentare** 283

Victor ATHANASOVICI, Nicolae NICULESCU: **Cogenerarea în România între prezent şi perspectivă** 284

Florin-Niculae ALEXE, Cosmin MĂRCULESCU: **Creşterea indicelui de termoficare la centralele electrice de termoficare preponderent urbane dotate cu cazane de 420 t/h şi turbine DSL-50-1 sau DKUL-50, prin mărirea capacităţii de turbinare în zona de medie presiune** 291

Victor ATHANASOVICI, Ion Sotir DUMITRESCU, Cristian RĂDUCANU, Roxana PĂTRAŞCU: **Aspecte tehnice ale cogenerării de mică putere - CMP** 295

George DARIE, Otilia MARIN: **Opţiuni privind creşterea performanţelor energetice şi de mediu ale grupurilor de cogenerare urbană din România echipate cu turbine de tip DSL-50** 302

Ovidiu APOSTOL, Mihai DINCĂ, Carmen DRAGOTĂ, Mariana BĂLĂUŢĂ: **Concept de conducere operativă a sistemului de termoficare aferent unui centru urban** 306

Roxana PĂTRAŞCU, Cristian RĂDUCANU: **Situaţia pe plan mondial privind evaluarea economică a impactului diferitelor soluţii de cogenerare asupra mediului** 310

Victor ATHANASOVICI, Cristian ATHANASOVICI: **Europa despre cogenerare şi cogenerarea de mică putere** 316

Mircea SCUTARIU, Gianfraco CHICCO, Roberto NAPOLI, Petre POSTOLACHE: **Sistem de sondare a curbelor de sarcină ale consumatorilor în vederea stabilirii profilurilor tip** 322

**DIN ENERGETICA MONDIALĂ** 290

**ISTORIA ELECTRIFICĂRII** 315

**RECENZIE** 321

**TERMINOLOGIE** 329

**INFORMAŢII** 333

CONTENTS


Nicolae NICULESCU, Victor ATHANASOVICI: **Round table: Cogeneration in Romania - present and future**
*Energetica * 49 * 2001* Nr. 7, p. 283*

Victor ATHANASOVICI, Nicolae NICULESCU: **Cogeneration in Romania - present and future**

The paper presents the authors' opinions resulting from numerous strategy studies in the field of heat supply, carried out for different towns and industrial objectives from Romania. At the same time we took into consideration the experience gained by other countries in this field under circumstances similar to those in present-day Romania , simultaneously with the progress of the heat generation, transmission and distribution technologies.

The paper represents a synthesis of the authors' experience, resultin both from the tackling of the specific theoretical issues and especially fro the practice acquired over more than 30 years of work in the specific fiel of cogeneration and heat supply.
*Energetica * 49 * 2001* Nr. 7, p. 284*

Florin Niculae ALEXE, Cosmin MĂRCULESCU: **Increase in th cogeneration index of the cogeneration plants located mainly i urban areas, equipped with 420 t/h boilers and DSL-50-1 and DKUL 50 turbines, by turbining increasing in the medium pressure part**

The thermal loads of a series of Romanian cogeneration plant equipped with 420t/h boilers and DSL-50-1 and DKUL-50 turbines hav changed lately and registered a diminishing in the industrial consumptio and increasing in the urban consumption share. The difference in th utilization of the high-pressure body and the medium pressure body o these units represents a limiting in the steam flow that can be expande until the necessary pressure in the cogeneraration heat exchangers i reached. The technical solution that is proposed and analysed in thi paper is based on the increase in the turbining capacity between th industrial steam column and an urban cogeneration semibasis-semipea heat exchanger by means of 16 Mw turbine, developed by adapting medium pressure body of a DSL50 turbine whose useful lifetime is abou to end. By adapting it we could increase electricity generation throug cogeneration during the cold season.

Utilizing methods, algorithms, and procedures certified and developed in the Polytechnical University (Bucharest), the Energy Faculty, Power Plants and Industrial Energetics Chair, to model the operation of the thermo-mechanical equipment from the thermal power plants and cogeneration plants using steam in non-nominal steady conditions, the paper underlines the fact that the increase in the turbining capacity in the medium pressure part can be considered an interesting technical solution and can be economically justified.
*Energetica * 49 * 2001* Nr. 7, p. 291*

Victor ATHANASOVICI, Ion Sotir DUMITRESCU, Cristian RĂDUCANU, Roxana PĂTRAŞCU: **Technical aspects of low power cogeneration**

The paper presents the main technical characteristics of the cogeneration installations in general, pointing out the specific aspects corresponding to low power cogeneration. We begin with the specific technical characteristics of the cogeneration plants such as: the two energy forms generation efficiencies, the cogeneration index, the fuel type, the heat recovery, and the relationship in operation between the two types of generated energy. In the end we analyse the specific elements of the cogeneration plant, namely: the structure of the energy production, the way the capacity of the cogeneration installations is dimensioned and the overall generation efficiency of the two types of energy at the level of the cogeneration plant.
*Energetica * 49 * 2001* Nr. 7, p. 295*

George DARIE, Otilia MARIN: **Options relating to energy and environmental performances increase of the Romanian urban cogeneration units equipped with DSL-50 turbine type**

Cogeneration represents an attractive solution for heat and power generation, both from technical and environmental point of view. The cogeneration success is in deeply correlation with the equipment performances used in this type of power plants. The paper presents the case of the Romanian cogeneration power plants equipped with DSL-50 steam turbines, running on coal. The main elements that are leading to an inappropriate functioning are pointed out. Starting from the assumption that the lignite will continue to represent a base fuel for the Romanian power sector, the authors propose some technical solutions for retrofitting and rehabilitating these units, both on the turbine and boiler sides.
*Energetica * 49 * 2001* Nr. 7, p. 302*

Ovidiu APOSTOL, Mihai DINCĂ, Carmen DRAGOTĂ, Mariana BĂLĂUŢĂ: **The concept of district heating system operative management in an urban area**

The concept consists in monitoring and operatively managing through dispatcher an urban district heating system including heat carrier sources (CHP, thermal power plants), thermal substations (urban, industrial, and greenhouses), thermal nodes and district stations.

The solution is based on a large scale SCADA system implementation with three levels, which is flexible, expandable and modular, in agreement with the technological objectives and the monitoring/control-regulation function enabling its development in several stages.

The communications system enables the data exchange among all the system levels; according to the amount of data sent, the means of information transmission through rented phone circuits or commuted lines, optical fibre, radio communications or TV cable systems are established.
*Energetica * 49 * 2001* Nr. 7, p. 306*

Roxana PĂTRAŞCU, Cristian RĂDUCANU: **Economic evaluation of different cogeneration solutions environmental impact**

The evaluation of the environmental impact of different cogeneration solutions is carried out by means of impact indicators such as: unrenewable resources exhaustion, greenhouse effect, eutrophication, acidification, photo-oxydizing pollution, etc. The environmental analysis based on the environmental indicators is more efficient if it reflects the cost of the two forms of energy generated. That is why the economic quantification of the environmental effects, namely "internalization" of environmental "externalities" is necessary.
*Energetica * 49 * 2001* Nr. 7, p. 310*

Victor ATHANASOVICI, Cristian ATHANASOVICI: **Cogeneration and low power cogeneration in Europe**

The paper reviews the cogeneration issues in general, and the low power cogeneration issues in particular, in the European Union's opinion, underlining the weaknesses and the strengths of the respective solution. Low power cogeneration (LPC) is a relatively new concept; it was developed at the same time with the new generations of gas turbines and internal combustion engine cogeneration technologies. The field of electric power and heat flows developed as a result of the LPC solutions is highly influenced by the legal conditions and regulations specific to each country. Recently, the EU Member States have begun to utilize the LPG solution, which is considered one of the basic means to reduce environmental pollution in the field of energy generation.
*Energetica * 49 * 2001* Nr. 7, p. 316*

Mircea SCUTARIU, Gianfraco CHICCO, Roberto NAPOLI, PETRE POSTOLACHE: **Consumers load curve sampling system for type profile establishing**

The issue of load curve profiles research is a sensitive problem nowadays due to the tight restrictions derived from the liberalisation of energy markets. A lot of efforts have been directed towards searching meaningful methods to approach on an economically effective basis the problem of establishing reliable profiles of daily load curves for various customers. This paper deals with the development and application of a sound statistical approach, based on stratified sampling technique, to determine the size of the samples which represent different customer layers. The sampling is aimed at setting up a survey on the electrical loads fed by a utility. A practical application of the stratified sampling is illustrated on a test case extracted from Romanian distribution company SC ELECTRICA SA and discussions upon the results are provided as well.
*Energetica * 49 * 2001* Nr. 7, p. 322*

**ENERGY WORLD WIDE** 290

**THE HISTORY OF ELECTRIFICATION** 315

**REVIEW** 321

**ENERGY TERMINOLOGY** 329

**INFORMATION** 333

BUDAPESTI MŰSZAKI ÉS GAZDASÁGTUDOMÁNYI EGYETEM Országos Műszaki Információs Központ és Könyvtár 2001

# Masa rotundă *"Evoluţii şi perspective ale sistemelor de cogenerare din România"*

- prezentare -

*Aspectele specifice sistemelor de cogenerare de mare şi mică putere şi perspectivele acestora în România au generat temele unor discuţii ample, de nivel profesional ridicat, între specialiştii participanţi la masa rotundă organizată de revista Energetica în ziua de 23 mai 2001, găzduită de S.C. ISPE S.A.*

*Preocuparea pentru perspectivele sistemelor de cogenerare din ţara noastră se înscrie în acţiunile similare regăsite în plan european, aflate în strânsă legătură cu cerinţele promovării unor soluţii de alimentare cu căldură a consumatorilor cu eficienţă ridicată, dar şi cu grad ridicat de protejare a mediului înconjurător.*

*Opţiunea strategică exprimată de toate programele de guvernare, de aderare a României la structurile Uniunii Europene, se regăseşte şi în Programul de guvernare 2001-2004, în care este înscrisă şi acţiunea legată de promovarea cogenerării ca o direcţie de dezvoltare a energeticii româneşti.*

*În acelaşi timp, alinierea la cerinţele comunitare presupune promovarea unei economii de piaţă concurenţiale, respectiv încurajarea introducerii concurenţei în furnizarea şi diversificarea ofertei de producere de energie termică.*

*Plecând de la situaţia actuală a sistemelor de alimentare cu căldură a zonelor urbane din România, şi în special a sistemelor de cogenerare din marile oraşe sau sistemele de alimentare centralizată cu căldură din oraşele medii şi mici, şi având în vedere tendinţele privind cogenerarea de mică putere, dar şi soluţiile din ce în ce mai răspândite privind producerea descentralizată de căldură, participanţii au dezbătut implicaţiile energetice ale diferitelor soluţii şi efectele asupra mediului înconjurător.*

*Principalele probleme care s-au desprins din dezbaterile din cadrul mesei rotunde, parte din ele reflectate în articolele în discuţie şi selectate de moderatorii mesei rotunde şi redactorul şef adjunct pentru a fi publicate în numărul de faţă al revistei Energetica, sunt următoarele:*

- *elaborarea unei strategii privind alimentarea cu căldură a zonelor urbane;*
- *alcătuirea de programe de retehnologizare şi modernizare a marilor sisteme de cogenerare în scopul creşterii eficienţei energetice, al reducerii pierderilor tehnologice şi al creşterii siguranţei în satisfacerea cerinţelor consumatorilor;*
- *politica în domeniul general al alimentării cu căldură a zonelor urbane trebuie să plece de la aceeaşi bază de preţuri ale combustibilului;*
- *necesitatea unei transparenţe totale din partea producătorilor şi distribuitorilor căldurii, privind costurile reale şi condiţiile de exploatare;*
- *încurajarea concurenţei pe pieţele interne de energie termică în scopul eficientizării activităţilor de producere şi furnizare în condiţiile respectării unor criterii de selecţie, care să asigure randamente globale superioare, respectarea normelor de mediu şi îmbunătăţirea serviciilor oferite consumatorilor;*
- *alinierea reglementărilor naţionale şi a tuturor componentelor societăţii la cadrul legislativ instituţional şi operaţional al Uniunii Europene în domeniul "pieţei căldurii";*
- *analiza aprofundată a implementării sistemelor de cogenerare de mică putere şi asigurarea actelor normative care să reglementeze promovarea lor;*
- *în condiţiile ofertei mari, şi din ce în ce mai diversificate, de sisteme locale de producere a căldurii, se impune stabilirea unor reglementări obligatorii, cu referire la eficienţa energetică, efectele asupra mediului şi alte implicaţii ale adoptării diferitelor soluţii ;*
- *îmbunătăţirea performanţelor tehnice şi economice ale sistemelor actuale de cogenerare de mare putere depind, în mare măsură, de retehnologizări sau îmbunătăţiri ale performanţelor grupurilor energetice existente, de tipul celor propuse prin articolele supuse dezbaterii, dar şi promovarea unor soluţii bazate pe tehnologii de turbine cu gaze, motoare termice şi chiar ciclul mixt abur-gaze;*
- *problemele specifice alimentării cu căldură a consumatorilor industriali şi soluţiile tehnice ce pot fi adoptate în condiţiile de eficienţă energetică şi economică oferite trebuie să fie selectate pe baza unor analize specifice fiecărui caz în parte.*

*Prin participarea unui mare număr de specialişti din institutele de cercetare şi proiectare, unităţi producătoare de căldură, regii de transport şi distribuţie a căldurii, reprezentanţi ai unor primării şi prin profunzimea discuţiilor purtate, masa rotundă a reprezentat un reuşit colocviu ştiinţific.*

*Moderatorii mesei rotunde şi preşedintele Biroului de Redacţie al revistei, dl. dr. ing. Eugeniu Pavel, care a onorat cu prezenţa sa această întrunire, au intervenit adesea în cadrul discuţiilor, din dorinţa de a se sublinia principalele idei interesante, care să fie aduse la cunoştinţă cititorilor revistei Energetica prin intermediul articolelor selectate pentru publicare.*

**Moderatori,**

**consilier ing. Niculae NICULESCU**
**prof. dr. Ing. Victor ATHANASOVICI**

# Cogenerarea în România între prezent şi perspectivă

prof. dr. ing. Victor ATHANASOVICI*
ing. Nicolae NICULESCU**

*Lucrarea prezintă opiniile autorilor, rezultate din numeroasele studii de strategie a alimentării cu căldură făcute pentru diverse oraşe şi obiective industriale din România. Totodată, s-a avut în vedere experienţa acumulată în acest domeniu de alte ţări care au trecut prin condiţiile apropiate de cele în care se află azi România, simultan cu evoluţia tehnologiilor producerii, transportului şi distribuţiei căldurii. Lucrarea reprezintă o sinteză a experienţei autorilor, rezultată atât din abordarea problemelor teoretice specifice, cât mai ales din activitatea lor practică, în decursul a peste 30 de ani, din domeniul specific cogenerării şi în general al alimentării cu căldură.*

Descriptori: cogenerare, alimentare cu căldură, eficienţă tehnică, economică, mediu, legislaţie-reglementări

## 1. Cogenerarea, aspecte specifice

Termoficarea (numită în prezent cogenerare) reprezintă producerea simultană a căldurii şi energiei electrice, utilizând aceleaşi instalaţii energetice şi aceeaşi sursă de combustibil (organic, nuclear, deşeu, energie regenerabilă).

Deci, din punctul de vedere al producerii, cogenerarea presupune livrarea din aceeaşi instalaţie (turbină cu abur, turbină cu gaze sau motor diesel ori cu gaz), în acelaşi timp şi în interdependenţă a celor două forme de energie: căldura şi lucrul mecanic (transformat cel mai adesea în energie electrică).

**Simultaneitatea** producerii celor două forme de energie, din aceeaşi instalaţie şi aceeaşi sursă de energie primară (combustibil), este o condiţie sine qua non a noţiunii de cogenerare.

**Interdependenţa** cantitativă şi calitativă a celor două forme de energie produse este determinată de natura tehnologiilor de cogenerare utilizate (turbina cu abur, turbina cu gaze ori motorul diesel sau cu gaz) şi de concepţia tehnică de realizare şi dimensionare a acestora.

## 2. De ce cogenerarea ?

*2.1. Avantajele tehnico-economice ale cogenerării* faţă de producerea separată – independentă – a căldurii, din surse numai de căldură şi a energiei electrice din surse specializate pentru producerea numai a energiei electrice, sunt următoarele:

$$\begin{bmatrix}\text{Randamentul}\\ \text{global,}\\ \eta_{COGE}\end{bmatrix} = \frac{\begin{bmatrix}\text{Energie electrică}\\ \text{livrată, } E\end{bmatrix} + \begin{bmatrix}\text{Căldură}\\ \text{livrată, } Q\end{bmatrix}}{\begin{bmatrix}\text{Echivalent energie primară total}\\ \text{consumată pentru producerea celor}\\ \text{două forme de energie } CB(W,Q)\end{bmatrix}}$$

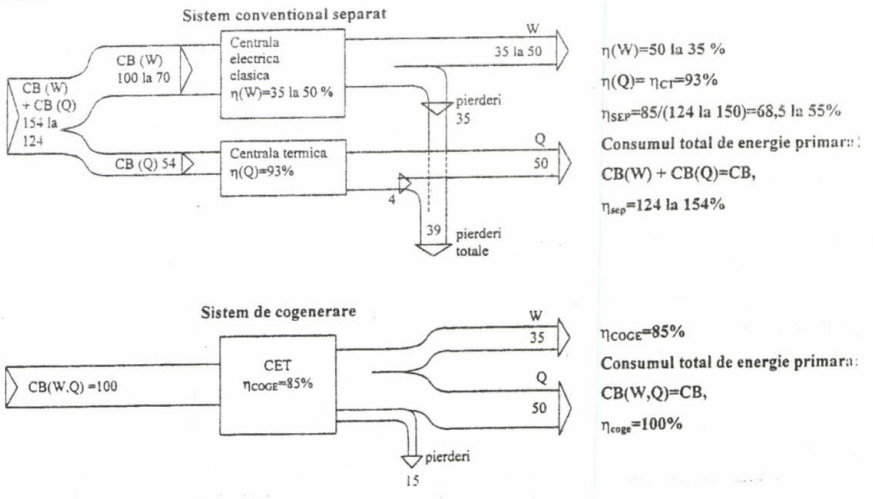



Fig. 1. Comparaţia bilanţurilor energetice ale unei centrale de cogenerare faţă de producţia convenţională separată:CB(W),CB(Q)- combustibil consumat pentru producerea energiei electrice, respectiv a căldurii; CB(W,Q) - combustibil consumat pentru producerea ambelor forme de energie; W,Q - energie electrică, respectiv căldură; η(W), η(Q) - randamentul producerii energiei electrice, respectiv a căldurii; $\eta_{SEP}$, $\eta_{COGE}$ – randamentul global de producere a celor două forme de energie în soluţia separată, respectiv în cogenerare.

• **termodinamic,** producerea **numai** a energiei electrice în cel mai performant ciclu – cel combinat gaze/abur – se poate face cu un randament maxim de circa 50 %. Producerea **numai** a căldurii, în centralele termice cu cazanele cele mai performante, se poate face cu randamente maxime de circa 93 %. Ca urmare, randamentul global de producere separată a celor două forme de energie poate atinge maximum 68-69 %. Faţă de producerea separată, indiferent de natura ciclului utilizat (cu abur, cu gaze), cogenerarea conduce la un randament global de producere a celor două forme de energie ($\eta_{COGE}$) în medie de 80-90 %, respectiv cu 25-60 % mai mare faţă de producerea lor separată (fig. 1):

• **economia de energie primară** (de combustibil) aferentă producerii celor două forme de energie, care este de:

* Facultatea de Energetică, Universitatea „POLITEHNICA", Bucureşti
** Institutul de Studii şi Proiectări Energetice – S.C. ISPE S.A.

$$0{,}3...0{,}6 \left[ \frac{kJ\ energie\ primara\ economisita}{kJ\ energie\ totala\ livrata\ (caldura\ si\ energie\ electrica)} \right]$$

• **reducerea emisiilor poluante** ale atmosferei, ca o consecinţă a reducerii consumului de combustibil. Ca urmare directă a economiei de combustibil organic, emisiile de $CO_2$ scad în medie de la 820 la 380 g/kWh$_{el}$., emisiile de $SO_2$ scad de la 600 la 0 mg/kWh$_{el}$ şi emisiile de $NO_2$ scad de la 600 la 350 mg/kWh$_{el}$. Tot ca urmare a economiei de combustibil organic se reduce indirect poluarea globală a sistemului ecologic (determinată de extracţia, transportul şi manipularea combustibilului) (fig. 2).

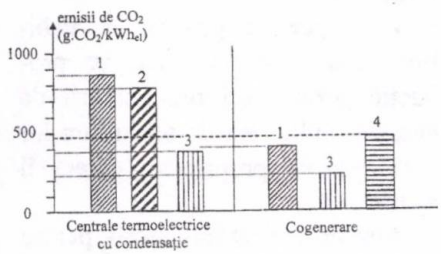



Fig. 2. Reducerea emisiilor de $CO_2$ în centralele de cogenerare faţă de cele termoelectrice de producere numai a energiei electrice: 1 - convenţională pe cărbune; 2 - cărbune în strat fluidizat sub presiune; 3 - ciclu mixt gaze-abur pe gaze naturale; 4 - biogaz.

• **reducerea costurilor de producţie** aferente producerii celor două forme de energie, determină o diminuare a costului specific de producţie al acestora (lei/kWh$_{el+termic}$).

• **reducerea pierderilor de energie electrică** la transportul de la sursă până la consumator, datorită reducerii distanţei de transport. Valoarea acestei reduceri este cu atât mai mare cu cât CET este mai aproape de consumator;

• **utilizarea cogenerării ca sursă de siguranţă** de alimentare cu energie electrică.

*2.2. Factorii care diminuează eficienţa tehnico-economică* a soluţiei de cogenerare, dezvoltarea şi penetrarea acesteia sunt:

• **legislaţia şi reglementările de natură administrativă** privind realizarea, implementarea şi funcţionarea instalaţiilor de cogenerare (pot frâna sau ajuta dezvoltarea şi penetrarea cogenerării);

• **tipul tehnologiilor adoptate**, în funcţie de combustibilul utilizat, performanţele tehnice şi concepţia de ansamblu privind aplicarea acestor tehnologii;

• **politica de preţuri** privind combustibilul, energia electrică şi căldura, în cadrul strategiei energetice globale a ţării. Subvenţionarea preţului combustibilului sau a diverselor forme de energie produse, aplicată discriminatoriu unor categorii de consumatori, distorsionează valorile reale ale costurilor de producţie ale energiei electrice şi/sau ale căldurii. Ca urmare, nu mai există o bază reală de comparaţie între diversele variante ale costurilor specifice de producere a căldurii şi energiei electrice, separată sau în cogenerare;

• **anvergura (scara) de realizare** a soluţiei de cogenerare, determinată de gradul de concentrare a producţiei de căldură din CET, care influenţează direct:

• distanţele de transport al căldurii, cu toate consecinţele dezavantajoase determinate de: creşterea pierderilor de căldură şi a consumului de energie de pompare - în cazul reţelelor de apă fierbinte sau apă caldă şi creşterea investiţiilor şi a costurilor de producţie aferente transportului şi distribuţiei căldurii, respectiv a preţului de vânzare a acestuia;

- complexitatea privind conducerea operativă a ansamblului sistemului de transport şi distribuţie a căldurii;

- efortul investiţional iniţial pentru realizarea CET;

- riscul recuperării investiţiei şi realizarea profitului propus iniţial de investitor. În cazul consumatorilor industriali, riscul este amplificat de incertitudinea evoluţiei pe termen mediu şi lung a cererii de căldură şi de energie electrică a acestora.

În cazul sistemelor de cogenerare existente, în afara factorilor enumeraţi mai sus, eficienţa economică va fi sensibil influenţată de amploarea lucrărilor de reconstrucţie, retehnologizare şi modernizare a instalaţiilor existente, lucrări destinate asigurării unui nivel superior al performanţelor tehnice, care să asigure competitivitatea sistemelor în raport cu alte soluţii concurente.

Volumul acestor lucrări va fi hotărâtor pentru menţinerea ansamblului sistemului (producere-transport-distribuţie) la un nivel corespunzător, de eficienţă economică, dar şi pentru comparaţia cu soluţiile alternative care pot substitui sistemul de termoficare existent, în aceleaşi condiţii de eficienţă economică.

Problemele legate de eficienţa economică a sistemelor de cogenerare existente în România, ca şi în ţările din estul şi centrul Europei, sunt similare. Ele stau la baza unor studii complexe, realizate în toate aceste ţări, şi conduc la decizii foarte variate, în funcţie de anvergura sistemelor, starea acestora, volumul lucrărilor de retehnologizare propuse, asigurarea fondurilor de investiţii etc. Varietatea soluţiilor şi deciziilor vizează perspectivele pe termene scurte, medii şi lungi ale sistemelor de cogenerare existente. Ele se situează între menţinerea soluţiilor existente simultan cu aplicarea măsurilor de creştere a eficienţei economice ale surselor de căldură, sistemelor de transport şi distribuţie şi ale consumatorilor, şi coabitarea acestor sisteme cu alte tehnologii de cogenerare de altă anvergură, alte caracteristici tehnice şi altă eficienţă economică [1].

## 3. Perspectiva cogenerării în România

O analiză a perspectivei cogenerării în România trebuie să ţină seama de următorii factori principali:

**I. Factori de natură locală-zonală**

a) **Situaţia prezentă** din punctul de vedere al alimentării cu căldură a "obiectivului" în discuţie. Există următoarele variante posibile:

a.1) "obiectivul" în cauză este alimentat integral sau parţial cu căldură dintr-o sursă de cogenerare;

a.2) "obiectivul" în cauză este alimentat cu căldură din centrale termice, cu diverse grade de centralizare a căldurii;

a.3) "obiectivul" analizat este de tip urban, cu alimentare individuală de căldură, cu sobe sau alte soluţii tehnice de aceeaşi anvergură.

b) **Starea tehnică**, durata de viaţă remanentă şi performanţele economice ale sistemului de alimentare cu căldură. Ţinându-se seama de acestea, evoluţia în perspectivă a sistemului existent poate avea următoarele variante:

b.1) sistemul rămâne la nivelul existent;

b.2) rămâne soluţia tehnică existentă, urmând a fi reabilitată în vederea măririi duratei de viaţă remanente, simultan cu îmbunătăţirea performanţelor tehnico-economice ale instalaţiilor existente;

b.3) retehnologizarea soluţiei existente, care poate fi realizată în cel puţin două variante:

- retehnologizarea bazată pe tehnologii similare celor existente;
- retehnologizarea bazată pe alte tehnologii, cu performanţe tehnico-economice superioare.

c) **Tipul consumatorilor din zonă** din punctul de vedere al structurii cererilor de căldură şi de energie electrică şi al evoluţiei acestor cereri în perspectiva apropiată, medie şi lungă. Pot apărea trei situaţii specifice:

c.1) obiectiv industrial, format dintr-o societate sau mai multe societăţi ce compun o platformă industrială;

c.2) obiectiv strict urban, cu dotările social-culturale şi consumatorii terţiari aferenţi;

c.3) ansamblu format dintr-o zonă industrială sub forma unei platforme bine definite şi o zonă urbană alăturată zonei industriale.

d) **Situaţia social-economică a consumatorilor** din conturul considerat, sub aspectul **"capabilităţii financiare"** de plată a serviciilor energetice (achitarea facturii energetice totale, care cuprinde consumurile de căldură, energie electrică, combustibil şi apă potabilă). În cazul consumatorilor industriali trebuie ţinut seama, suplimentar, şi de evoluţia în perspectivă a acestora sub aspectul "proprietăţii", simultan cu evoluţia structurii şi valorii producţiei, din punctul de vedere al cererii pe piaţă şi al strategiei proprietarului.

e) **Situaţia prezentă** şi evoluţia în perspectivă **a resurselor de energie primară**, din punctul de vedere al:

- combustibililor clasici utilizabili în perspectivă;
- deşeurilor energetice industriale şi/sau urbane refolosibile;
- resurselor energetice regenerabile disponibile în zonă.

**II. Factori de natură macroeconomică**

a) **Politica privind resursele de energie primară** utilizabile la nivelul ţării şi al diverselor zone geografice specifice. Din acest punct de vedere sunt de reţinut următoarele variante:

a.1) în zonă există o resursă de energie primară, care reprezintă o prioritate de natură macroeconomică, pe termen mediu şi lung;

a.2) în zonă nu există o resursă de energie primară prioritară din punct de vedere macroeconomic şi asigurarea cu combustibil presupune utilizarea celui rezultat din politica generală privind resursele de energie primară, cu sau fără dezvoltarea capacităţii existente de transport şi distribuţie (mai ales în cazul gazului metan).

b) **Forma de proprietate** privind sursele existente şi de perspectivă de alimentare cu căldură şi eventual cu energie electrică, la nivelul obiectivului analizat, în prezent şi perspectivă.

c) **Politica tarifară** privind:

- combustibilii consumaţi de diversele categorii de consumatori;
- energia electrică produsă de centralele aparţinând statului şi aceea produsă de sursele autoproducătorilor sau ale producătorilor independenţi;
- căldura produsă, din punctul de vedere al adoptării tarifelor locale, pe tipuri caracteristice de consumatori.

d) **Legislaţia şi reglementările** din domeniul energiei, referitor la:

- existenţa pieţei energiei electrice şi termice şi accesul la aceasta – limita consumatorilor în alegerea furnizorului;
- transparenţa privitor la stabilirea costurilor specifice de producţie pentru toţi producătorii de energie, indiferent de anvergura lor şi forma de proprietate căreia îi aparţin;
- tarife nediscriminatorii pentru aceleaşi tipuri de consumatori şi aceleaşi condiţii de consum ale combustibililor şi energiei vândute;
- reglementări clare şi nediscriminatorii pentru toţi producătorii de energie, indiferent de forma lor de proprietate, privind condiţiile tehnice şi administrative impuse.

e) **Politica energetică de ansamblu a ţării**, cu evidenţierea în cadrul acesteia a politicii în domeniul cogenerării materializată prin:

- poziţia faţă de cogenerare, ţinându-se seama de cele două avantaje ale acesteia: **reducerea poluării mediului** în domeniul producerii energiei şi **reducerea facturii totale a energiei** la consumatori, ţinându-se seama şi de efectele ecotaxelor;
- poziţia faţă de investitori, sub aspectul taxelor, impozitelor şi crearea unui climat de stabilitate financiară pe termen lung, de

ordinul 15-20 de ani, specific investiţiilor în domeniul energetic.

Ţinându-se seama de aceste aspecte, în cele ce urmează autorii îşi exprimă opiniile asupra evoluţiei probabile a cogenerării, pe termen scurt, mediu şi lung, în condiţiile economico-sociale ale României, corelate şi cu aprecieri similare ale specialiştilor din alte ţări aflate în contexte similare ţării noastre.

**În primul rând** trebuie spus că soluţiile de alimentare cu căldură şi energie electrică, în cazul cogenerării, sunt determinate de politica de preţuri pentru combustibilii clasici, adoptată la nivel macroeconomic. O politică de preţuri diferenţiate arbitrar – care au la bază alte raţiuni decât cele de eficienţă economică – , care permit aplicarea lor discriminatorie pentru aceleaşi mărimi şi regimuri de consum, produce haos în domeniul stabilirii strategiei alimentării cu căldură. Această politică distorsionează costurile specifice de producţie a căldurii, ceea ce face imposibilă o bună analiză economică a diverselor soluţii tehnice posibile. Este cazul concret azi al preţului gazului metan utilizat la noi în ţară, care avantajează din start – incorect – alimentarea individuală sau descentralizată cu căldură, faţă de orice altă soluţie de alimentare cu căldură (inclusiv cogenerarea). Pe termen mediu şi lung, o dată cu trecerea la o politică "normală" de preţuri a gazului metan, soluţia respectivă se va dovedi defavorabilă pentru consumatorii care au aplicat-o.

Este de menţionat că, din punctul de vedere al politicii tarifare adoptată în toate ţările evoluate economic, cu o economie de piaţă reală şi stabilă, atât tarifele pentru combustibili, cât şi cele pentru energia electrică sunt cu atât mai mari cu cât consumurile anuale sunt mai mici şi mai neuniforme. Ca urmare, tarifele respective sunt mai mari în cazul consumatorilor individuali, comparativ cu cele aplicate soluţiilor centralizate.

**Al doilea element** care influenţează incorect eficienţa diverselor soluţii alternative de alimentare cu căldură a consumatorilor urbani, între cei cu surse individuale şi cei cu surse centralizate, îl constituie neluarea în considerare a ecotaxelor pentru poluarea mediului, ceea ce avantajează din start sursele individuale de căldură şi dezavantajează flagrant, în special cogenerarea.

**Al treilea factor** care defavorizează azi soluţiile existente de cogenerare îl constituie obligativitatea "tarifului social" identic pentru toată ţara. Aceasta conduce la următoarele efecte: producătorii şi distribuitorii de căldură din surse centralizate nu sunt cointeresaţi să-şi reducă costurile de producţie, pentru că plusul între costul specific real de producţie şi transport al căldurii faţă de cel social îl suportă bugetele locale – în cazul consumatorilor urbani – şi nu se reflectă aşa cum ar fi corect, în mod direct asupra rentabilităţii economice a furnizorului şi distribuitorului căldurii. În alte ţări, problema respectivă a fost rezolvată prin adoptarea de "tarife maximale" admise pentru livrarea centralizată a căldurii şi subvenţionate direct la nivelul consumatorilor, pe categorii socio-economice, în funcţie de capacitatea de plată apreciată a acestora.

**O altă categorie de factori** care influenţează soluţiile de alimentare cu căldură, sunt cei determinaţi de condiţiile de realizare a noilor investiţii şi de efectele acestora asupra costurilor specifice de vânzare a energiei produse. Astfel nu se ţine seama că, faţă de un sistem centralizat existent – eventual de cogenerare –, orice investiţie nouă impusă de o nouă sursă de căldură conduce, în general, la costuri specifice de vânzare mai mari, din următoarele motive:

- lipsa costurilor anuale pentru amortizarea investiţiei, pentru sistemele existente de alimentare cu căldură cu durate de funcţionare de peste 15-20 de ani;
- efectele ratelor de plată a împrumuturilor (anuităţilor) şi a dobânzilor anuale aferente creditelor care au stat la baza realizării investiţiilor pentru noile obiective de alimentare cu căldură. Rezultatul negativ al acestora asupra costului specific al energiei produse de noile obiective, este resimţit cu atât mai repede cu cât "termenul de graţie" pentru începerea plăţii creditului este mai scurt.

Pe de altă parte, eficienţa economică a sistemelor de cogenerare existente în România şi reticenţa consumatorilor faţă de acestea, au următoarele cauze principale:

a) **Cauze obiective**:

- lipsa aparatelor de măsură la consumatori, mai ales în cazul celor urbani, ceea ce a condus la suportarea de către aceştia, în mod suplimentar, a pierderilor aferente transportului şi distribuţiei căldurii care depăşeau valorile normate;
- imposibilitatea tehnică de asigurare a unor diverşi consumatori pentru condiţii calitative şi cantitative diferenţiate, în funcţie de cerinţele sau capacitatea financiară a acestora;
- lipsa sistemelor de reglare la nivelul punctelor termice, pentru a corela cantitatea şi calitatea căldurii livrate cu cerinţele variabile ale consumatorilor;
- politica de monopol adoptată de marii producători de căldură, simultan cu lipsa transparenţei privind structura costurilor de producţie, transport şi distribuţie a căldurii;
- lipsa unei tarifări care să exprime costurile reale pentru combustibili, căldura şi energia electrică utilizate, fără discriminări artificiale – nejustificate economic – între diversele categorii de consumatori sau tehnologii, soluţii, de alimentare cu căldură;
- valoarea absolută a investiţiilor, în general mult mai mici decât în cazul cogenerării, pentru aceeaşi capacitate de producţie a căldurii.

b) **Cauze subiective**:

• interese locale sau de grup pentru vânzarea unor echipamente de multe ori luate din străinătate la mâna a doua, sau fără desfacere pe pieţele proprii datorită performanţelor slabe;

• lipsa unei strategii, atât pe plan macroeconomic, cât şi la nivel local, privind politica alimentării cu căldură, simultan cu lipsa unei educaţii energetice a consumatorilor;

• lipsa conştiinţei individului că alimentarea cu căldură este un serviciu care trebuie plătit în funcţie de calitatea acesteia;

• importanţa acordată de individ spiritului de proprietate, cu putere discreţionară de decizie asupra acesteia;

• reacţia negativă faţă de tot ceea ce înseamnă dependenţa de colectivitate, ca urmare a 45 de ani de apologie a proprietăţii şi deciziilor comune.

Faţă de toate acestea şi luându-se în considerare, bine înţeles, mai ales elementele obiective cuantificabile tehnic şi economic, perspectivele în România ale alimentării cu căldură în general, şi ale cogenerării în particular, sunt:

**A. În cazul consumatorilor industriali:**

• **Pentru întreprinderile individuale**, în funcţie de evoluţia formei lor de proprietate, a profilului şi mărimii producţiei pe termen mediu şi lung, simultan cu mărimea şi structura cererii de energie electrică şi căldură, pot să apară eficiente din punct de vedere economic următoarele variante:

**a) CT**, în măsura în care ponderea cererii de căldură este mult mai mică decât cererea de energie electrică şi cu cât preţul combustibilului utilizat şi al energiei electrice cumpărată din SEN sunt mai mici;

**b) CET** – ca autoproducător – dimensionată fie după cererea de căldură, fie după aceea de energie electrică. Pentru puteri electrice mici – până la circa 5–10 $MW_e$ -, în funcţie de natura şi gradul de aplatisare a cererii de căldură şi de simultaneitatea acesteia cu cererea de energie electrică, poate fi rentabilă folosirea tuturor celor trei tehnologii de cogenerare cunoscute, bazate pe turbinele cu abur cu contrapresiune sau pe turbinele cu gaze ori pe motoarele cu ardere internă. Cel mai adesea, soluţia optimă o reprezintă CET cu turbine cu gaze cu cazane recuperatoare cu postardere sau chiar cu ardere suplimentară, înlocuind complet necesitatea instalării unor cazane clasice ca instalaţii termice de vârf şi/sau rezervă. Cu cât cresc costurile combustibilului consumat şi al energiei electrice cumpărate din sistemul electroenergetic, cu atât creşte probabilitatea eficienţei economice a soluţiei de cogenerare. Singura problemă ce se pune la realizarea CET este cota optimă instalată în instalaţiile de cogenerare, faţă de puterea electrică şi debitul maxim de căldură necesare consumatorului.

• **Pentru platformele industriale grupate, existente**, în funcţie de evoluţia eficienţei economice pe piaţa produselor specifice fiecărei întreprinderi componente, a formei de proprietate şi de decizia proprietarului privind capabilitatea realizării unor investiţii noi pentru noi capacităţi energetice, simultan cu structura cererii de energie electrică şi căldură, pot să apară următoarele variante:

**a)** fiecare societate din cadrul platformei îşi gândeşte propria strategie energetică. În aceste condiţii, soluţiile de alimentare cu căldură ale fiecărei societăţi sunt cele prezentate mai sus, cu aceleaşi elemente specifice;

**b)** platforma industrială îşi propune o strategie comună, sub aspectul asigurării cererilor de căldură şi de energie electrică. În asemenea situaţii, aproape întotdeauna rezultă optimă o sursă de cogenerare. Problema care se pune este a tehnologiei de cogenerare utilizată (cu turbine cu abur, cu gaze sau ciclul mixt gaze-abur) şi a cotei optime instalată simultan în instalaţiile respective, faţă de valorile maxime ale puterii electrice şi debitului de căldură necesare platformei.

**Dacă sursa existentă este o centrală de cogenerare**, apar următoarele aspecte specifice: în funcţie de starea tehnică reală a instalaţiilor existente, de duratele de viaţă remanente ale acestora şi de eficienţa economică asumată pentru o perspectivă de 15-20 de ani, urmează a se stabili soluţia optimă între varianta existentă a retehnologizării, simultan cu recuperarea şi refolosirea acelor instalaţii care, în urma expertizelor tehnice, au demonstrat că pot fi încă refolosite, sau realizarea unei noi CET, cu noi tehnologii. Decizia finală între aceste două variante depinde fundamental de starea tehnică a echipamentelor existente, rezultată în urma expertizelor, de disponibilitatea în perspectivă (pentru minimum 30-40 de ani) a combustibilului folosit în prezent şi de capabilitatea tehnică şi rentabilitatea pentru investitor privitor la echipamentele energetice de bază care urmează a fi instalate.

**B. În cazul consumatorilor urbani**

Prin "consumatori urbani" se înţeleg toţi consumatorii urbani, terţiari şi mici întreprinderi din cadrul zonei urbane considerate. În general, aceştia se află în intravilanul zonelor urbane ale municipiilor, oraşelor sau altor aglomerări urbane similare acestora.

Pentru aceste tipuri de consumatori, perspectiva soluţiilor de alimentare cu căldură depinde în primul rând de situaţia existentă:

• zona urbană are alimentare cu căldură de tip individual cu sobe şi/sau de tip centralizat cu centrale termice, cu diverse grade de centralizare ale acestora;

• zona urbană are un mare sistem centralizat de alimentare cu căldură, din centrale de cogenerare, care coabitează, eventual, şi cu CT locale sau de cvartal.

1. *În cazul zonelor urbane cu alimentare individuală cu sobe şi/sau cu CT locale sau de zonă* soluţiile alternative posibile pentru studiile de strategie sunt:

- menţinerea situaţiei existente;
- trecerea la soluţia de CT noi pentru zona cu alimentare individuală, simultan cu reabilitarea sau retehnologizarea CT existente;
- soluţia de cogenerare **ca unică sursă** de alimentare cu căldură a întregului oraş sau sub forma unor surse descentralizate, cu diverse grade de centralizare a alimentării cu căldură, pe zone urbane caracteristice şi prin transformarea actualelor CT în CET;
- soluţia mixtă de cogenerare şi respectiv CT locale sau de zonă existente şi/sau noi, în care sursele de cogenerare se pot dimensiona pentru diverse grade de centralizare a alimentării cu căldură, pentru zonele urbane caracteristice.

2. *În cazul zonelor urbane în care există un mare sistem centralizat de alimentare cu căldură din centrală* (centrale) *de cogenerare* şi care coabitează eventual cu CT locale sau de cvartal, soluţiile alternative posibile pentru studiile de strategie sunt:

- menţinerea situaţiei existente fără, sau cu, reabilitarea şi/sau retehnologizarea surselor şi a sistemului existent de transport şi distribuţie a căldurii, inclusiv a punctelor termice şi a sistemului secundar de alimentare cu căldură;
- generalizarea soluţiei de CT, prin transformarea tuturor sau numai a unora din PT existente, în CT de cvartal sau în CT de zonă;
- generalizarea soluţiei de cogenerare, prin preluarea de către actuala CET a zonelor de consum termic aferente CT existente, simultan cu extinderea CET existente sau nu (dacă are capacitatea termică instalată încă disponibilă) şi cu reabilitarea sau retehnologizarea acesteia:
- soluţia combinată de cogenerare descentralizată şi CT, pentru diverse grade de centralizare, de la nivelul punctelor termice existente la cel aferent diverselor zone urbane caracteristice.

Rezultatele calculelor de eficienţă economică a diverselor soluţii posibile în aceste cazuri sunt influenţate decisiv de următoarele aspecte:

- până la punerea în funcţiune a noilor soluţii nu trebuie să fie afectată alimentarea cu căldură a consumatorilor;
- soluţia adoptată trebuie să minimalizeze investiţiile suplimentare aferente sistemului existent de transport şi distribuţie a căldurii, mai ales atunci când acesta nu necesită retehnologizarea în procent foarte mare;
- orice soluţie care presupune surse noi de producere a căldurii, pe alte amplasamente decât cele existente, va necesita investiţii suplimentare, pentru asigurarea cu combustibil consumat în acest scop (în cazul gazului metan, redimensionarea reţelei de medie presiune);
- soluţiile de cogenerare trebuie dimensionate ţinându-se seama de structura cererii de energie specifică zonelor urbane (energie electrică sau căldură $\approx$ 0,07...0,15 $kWh_e/kWh_t$), simultan cu alura cererii anuale de căldură (cu un grad mediu anual de aplatisare de circa 0,3...0,4) şi cu o structură în care cererea medie anuală de căldură sub formă de apă caldă menajeră faţă de cererea maximă totală de căldură este în general sub circa 30 %. În aceste condiţii, instalaţiile de cogenerare se dimensionează termic pentru consumul mediu anual de căldură sub formă de apă caldă de consum (coeficientul optim de cogenerare fiind în general sub 0,2...0,3 pentru cereri maxime de căldură până în 20 $MW_t$ şi preţuri de vânzare a energiei electrice între 40 şi 50 $\$/MWh_{el}$) [1];
- soluţiile descentralizate de cogenerare, chiar în cazul dimensionării de mai sus, vor necesita contracte speciale cu S.C. Electrica S.A., pentru că, în funcţie de simultaneitatea momentană a cererii de căldură şi de putere electrică, vor exista perioade din cursul zilei în care centrala de cogenerare va produce mai puţină sau mai multă energie electrică decât este necesar.

Ţinându-se seama de toate acestea, studiile de caz analizate în condiţiile României, au condus în general la următoarea ierarhie a soluţiilor de alimentare cu căldură:

a) pentru cazurile unor oraşe fără un sistem centralizat, cu un singur tip de sursă de căldură: combinaţii de CT reabilitate sau noi, de la niveluri de scară sau bloc până la CT de cvartal, pentru anumite zone, simultan cu CET cu turbine cu gaze de zonă, cu diverse grade de centralizare a producerii căldurii, specifice fiecărui caz concret în parte;

b) pentru oraşele cu un sistem centralizat, bazat pe una sau mai multe CET mari existente, ordinea ierarhică a eficienţei diverselor soluţii a fost în general următoarea:

- utilizarea în continuare a CET existentă, simultan cu optimizarea regimurilor sale de funcţionare, determinate de cererea de căldură a oraşului, şi cu reabilitarea instalaţiilor de cogenerare existente, în funcţie de starea tehnică reală a acestora şi de duratele de viaţă remanente aferente;
- retehnologizarea actualei CET, pe acelaşi amplasament, fie cu acelaşi tip de tehnologie de cogenerare, dar cu performanţe tehnice la nivelul celor noi realizate (turbine cu abur cu contrapresiune), fie cu noi tehnologii bazate pe turbinele cu gaze cu cazane recuperatoare cu post ardere şi ardere suplimentară;
- combinaţii, pentru diversele zone specifice de consum, între CT de zonă şi CET de zonă cu turbine cu gaze.

**În final**, drept concluzie de bază, trebuie subliniat faptul că fiecare caz concret are specificitatea sa, motiv pentru care nu există o reţetă, cel puţin parţial aplicabilă, privind soluţia optimă economic care urmează a fi adoptată. În orice caz,

soluţiile noi descentralizate de cogenerare au avantajul suplimentar al posibilităţii reducerii efortului iniţial de investiţii, prin etapizarea realizării lor în timp. Mai mult, în cazul acestor soluţii se poate începe prin instalarea cazanelor clasice, ca instalaţii termice de vârf, şi completarea apoi cu instalaţiile de cogenerare de bază, utilizând turbinele cu gaze cu cazane recuperatoare clasice.

Evoluţia în timp a performanţelor tehnice ale noilor tehnologii de cogenerare, de tipul cogenerării de mică putere, simultan cu reducerea în perspectivă a investiţiilor specifice aferente acestora, le conferă în viitor poziţia de soluţii complementare şi/sau alternative faţă de soluţiile de cogenerare de mare putere [1, 2, 3, 4, 5, 5, 6].

**BIBLIOGRAFIE**


[1] Dumitrescu, I. S., Athanasovici, V. ş.a. *Cogenerarea de mică putere - studii de caz în Bucureşti*, În: Buletin informativ, nr. 3-4/2000, RADET, Bucureşti.

[2] Cotard, E. - *COGEN Europe - L'Europe et la cogénération: une libéralisation en demi tente*? Colloque Cogeneration, 3-4 februarie 1999, Paris.

[3] Ploix, B., Servais, C. *L'avenir de la Cogénération*, Colloque Cogénération, 3-4 februarie 1999, Paris.

[4] Lessieur, P. , Bernard, A. *Le développement de la Cogeneration*, Calloque Cogeneration, 3-4 februarie 1999, Paris.

[5] Commission des Comunantes Européennes, *Une stratégie communautaire pour promouvoir la production combinée de chaleur et d'électricité et supprimer les obstacles a son développement*, Bruxelles, 15 oct. 1997.

[6] Habay, P., Bailly, H. *Le développement des micro turbines pour la cogénération: la production d'électricité répartie*, Colloque Cogénération, 3-4 februarie 1999, Paris.


**Referent: ing. Carmen Neagu – ISPE**

**(Primit la 13 aprilie 2001, acceptat la 5 iunie 2001)**

## *Din energetica mondială*

### Siemens ne informează:

Siemens va construi două centrale electrice alimentate cu biomasă în Germania şi Italia. Volumul comenzii: circa 40 mil. EURO.

Grupul de Producere a Energiei Siemens – Siemens Power Generation Group (PG) urmează să construiască două centrale electrice la cheie, alimentate cu biomasă, în Germania şi Italia. Volumul total al comenzii pentru aceste două centrale electrice este de circa 40 mil. EURO (78 mil. DM). La Helbra, situată la 50 km de Halle, Siemens/PG urmează să se construiască o centrală electrică de circa 6 MW, alimentată cu deşeuri de lemn pentru NEVAG (Neue Energie Verbund AG), Langenhagen/ Hanovra. Investitorul principal al centralei electrice este Umweltkontor Renewable Energy AG, Erkelenz. O altă centrală electrică alimentată cu biomasă, cu o capacitate de circa 10 MW, se va construi la Cisterna di Latina în apropierea Romei, cumpărătorul centralei electrice fiind compania italiană Indro S.R.L. – un producător independent de energie (IPP- Independent Power Producer). O companie locală va asigura lucrările civile. Cele două centrale electrice sunt de tipul SiecoLine BioPower, un tip modular de centrală electrică, dezvoltat în special pentru piaţa de biomasă, elaborat de Siemens şi operatorii de centrale electrice care l-au experimentat.

*
* *

Centrala electrică alimentată cu biomasă de la Helbra, un oraş din Saxonia, cu 5300 de locuitori, urmează să fie construită pe un fost amplasament industrial şi este programată să fie racordată la reţea în mijlocul anului 2002. Lucrările de pregătire a amplasamentului sunt asigurate de către Inergy GmbH, Schwerin. Vor fi utilizate deşeuri de lemn din industria uşoară, deşeuri urbane de lemn, resturi vegetale de la ţară, deşeuri din pădure, pentru a satisface necesarul de combustibil al centralei electrice.

Urmează să fie arse circa 50 000 t de astfel de deşeuri. Energia produsă de către centrala electrică va fi introdusă în reţeaua exploatată de către MEAG (Mitteldeutsche Energie-versorgung AG – Societatea pe Acţiuni Alimentarea cu Energie a Germaniei de Mijloc), Halle. În plus, apa caldă pentru reţeua de încălzire urbană va fi obţinută printr-o cooperare compatibilă cu mediul ambiant. Este, de asemenea, planificată şi exploatarea aburului de proces pentru scopuri industriale.

Începutul funcţionării comerciale a centralei electrice alimentate cu biomasă din micul oraş Cisterna di Latina din Provincia Latina este programată pentru vara anului 2002. În afară de deşeurile din pădure, reziduurile agricole vor fi, de asemenea, utilizate. Instalaţia este programată să ardă anual circa 90000 t biomasă. Puterea produsă va fi remunerată în condiţiile "Legii care guvernează producerea de electricitate în condiţii de impact redus asupra mediului ambiant utilizând surse regenerabile de energie" şi este injectată în reţea de către cel mai mare alimentator italian de energie – ENEL.

**Anton ROŞU**

redactor-şef al revistei ENERGETICA

[1] Power Generation Group (PG) al lui Siemens AG este una dintre cele mai importante companii din lume din sectorul producerii energiei. În anul fiscal 1999-2000, încheiat pe 30 septembrie 2000, Siemens/PG a avut vânzări în valoare de 8,3 mld EURO şi a primit comenzi noi în valoare totală de 4 mld. EURO. Veniturile, în afară de profit şi taxe, au fost de 232 mil. EURO. La 30 septembrie 2000 forţa de muncă a lui Siemens/PG era de circa 26 900 oameni pe tot globul.

# Creşterea indicelui de termoficare la centralele electrice de termoficare preponderent urbane dotate cu cazane de 420 t/h şi turbine DSL-50-1 sau DKUL-50, prin mărirea capacităţii de turbinare în zona de medie presiune

prof. dr. ing. Florin-Niculae ALEXE
prep. ing. Cosmin MĂRCULESCU*

*La o serie de CET-uri din România, dotate cu cazane de 420 t/h abur şi turbine DSL-50-1 şi/sau DKUL-50, sarcinile termice au evoluat în ultimii ani în sensul reducerii consumului industrial şi creşterii ponderii celui urban. Diferenţa de capacitate de înghiţire între CIP şi CMP ale acestor maşini constituie o limitare a debitului de abur ce poate fi destins până la presiunea necesară la schimbătoarele de căldură de termoficare. Soluţia tehnică propusă şi analizată în prezenta lucrare se bazează pe creşterea capacităţii de turbinare între bara de abur industrial şi un schimbător de căldură de termoficare urbană de semibază-semivârf, cu ajutorul unei turbine de circa 16 MW, realizată prin adaptarea unui CMP al unei maşini DSL-50, dintre cele care se apropie de durata normată de viaţă. O asemenea adaptare conduce la creşterea producţiei de energie electrică în termoficare, în sezonul rece.*

*Folosind metode, algoritmi şi proceduri validate, dezvoltate în U.P.B., Facultatea de Energetică, Catedra Centrale Electrice şi Energetică Industrială, pentru modelarea funcţionării ehipamentelor termomecanice din CTE şi CET cu abur în regimuri nenominale staţionare, lucrarea de faţă evidenţiază că mărirea capacităţii de turbinare în zona de medie presiune poate fi o soluţie tehnică interesantă şi se poate justifica economic.*

*Concluziile lucrării sunt utile la reparaţii capitale şi retehnologizări ale unor CET existente.*

Descriptori: cogenerare, turbine cu abur, indice de termoficare, retehnologizare

## 1. Prezentarea unor particularităţi legate de capacitatea de înghiţire a CIP şi CMP ale turbinelor DSL-50-1 şi DKUL-50

Turbina DSL-50 este o maşină de condensaţie cu două prize reglabile, una de termoficare industrială (practicată între CIP şi CMP, cu presiunea de 13±3 bar) şi una de termoficare urbană (cu presiunea de 1,2±0,5 bar, practicată în CMJP). Ea a fost introdusă în fabricaţie la Reşiţa, pe baza unei licenţe sovietice (turbina VPT 50-3, devenită ulterior PT 60 130/13).

În construcţia originală CIP DSL-50 Reşiţa avea 17 trepte, din care una de reglare, cu patru ventile de admisie, şi 16 trepte de presiune, cu admisie totală şi reacţiune redusă.

Debitul nominal de abur viu la CIP era de 292 t/oră şi se realiza cu VR1 şi VR2 complet deschise şi VR3 aproape de cursa maximă. Pentru creşterea temporară a capacităţii de înghiţire a maşinii, în regimul de termoficare industrială maximă turbina a fost prevăzută cu ventilul de admisie suplimentară VR4 şi cu ventilul de suprasarcină VR5, prin care se puteau ocoli cele trei trepte de presiune de pe prima portdiafragmă.

CMP este format din nouă trepte, din care una de reglare, cu 4 VR, şi opt de presiune cu trei portdiafragme: primele două portdiafragme cuprind câte două diafragme, iar cea de-a 3-a patru diafragme. Între prima şi a 2-a portdiafragmă se află priza nereglată pentru PJP 4, iar între a 2-a şi a 3-a priza nereglată pentru PJP 3. De la priza reglabilă a DSL-50-1 sau contrapresiunea DKUL-50 se alimentează degazorul atmosferic şi schimbătorul de căldură de termoficare, de bază. Capacitatea maximă de înghiţire a CMP a fost garantată de constructorul sovietic pentru regimul de termoficare urbană maximă, cu debit nul la priza industrială şi regulatorul de presiune al acestei prize insensibilizat pe limita superioară, pentru a putea atinge o presiune maximă de 16 bar la intrarea în CMP. La presiuni mai coborâte ale prizei industriale capacitatea de înghiţire a CMP scade.

La trecerea fabricaţiei de la Reşiţa la IMGB turbinele au fost reproiectate tehnologic (pentru adaptare la licenţa constructivă Rateau) şi uşor modificate termogazodinamic în zona CIP.

Noul CIP al maşinii DSL-50-1 IMGB este format din 15 trepte, din care una de reglare, prevăzută cu patru ventile de admisie şi 14 de presiune. Capacitatea de înghiţire a CIP a atins 378 t/oră, cu toate ventilele de reglaj deschise. Regimul nominal este cel de debit maxim.

Prin "amputarea" de grupuri de trepte şi corpuri ale maşinii DSL-50-1 IMGB au fost realizate variante de turbine de termoficare cu aceeaşi structură termogazodinamică la treptele rămase (DKU-50 şi DKUL-50). Turbina DKUL-50 este alcătuită din CIP şi CMP ale turbinei DSL-50-1, fără diafragmă rotativă şi fără "coadă de condensaţie".

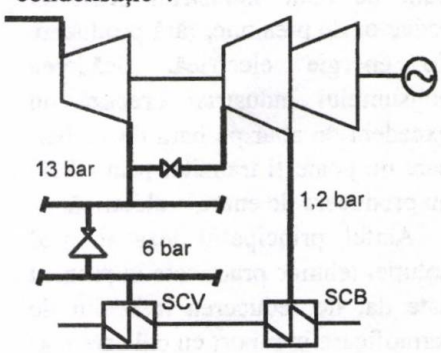



Fig. 1. Schema termică de principiu a circuitului de termoficare urbană în soluţia actuală.

* Universitatea „POLITEHNICA", Bucureşti, Facultatea de Energetică

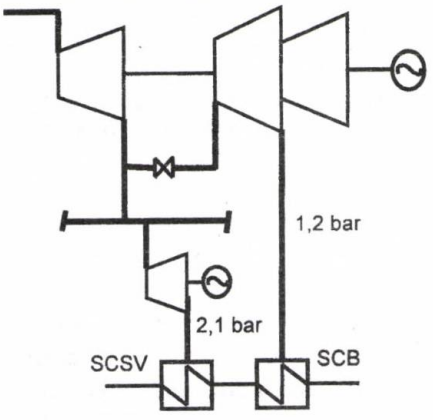



Fig. 2. Schema termică de principiu propusă de autori.

În CMP maşinile IMGB au păstrat construcţia originală şi realizează o capacitate de înghiţire de numai 204 t/oră, sensibil mai coborâtă decât cea a CIP. Diferenţa de capacitate de înghiţire între CIP şi CMP este justificabilă la CET mixte, cu consum industrial permanent de ordinul 80 t/oră.

## 2. Încadrarea turbinelor de tip DSL-50-1 în schemele instalaţiilor pentru livrarea aburului industrial şi pentru încălzirea apei

Turbinele de tip DSL-50-1 asigură livrarea aburului pentru încălzirea apei în SCB, de la ieşirea din CMP, iar pentru livrarea aburului industrial de la ieşirea din CIP.

Soluţia uzuală în CET urbane cu astfel de maşini se bazează pe folosirea unui schimbător de căldură de termoficare de vârf, alimentat de la bara de abur industrial printr-un reductor de presiune, fără producere de energie electrică. Scăderea consumului industrial creează un excedent de abur pe bara de 13 bar, care nu poate fi tranzitat prin CMP, cu producere de energie electrică.

Astfel, principalul dezavantaj al soluţiei tehnice practicate în prezent este dat de reducerea indicelui de termoficare în raport cu cel care s-ar putea obţine dacă aburul tranzitat prin CIP ar putea fi destins, cu producere de lucru mecanic, de la presiunea barei industriale" până la presiunea corespunzătoare consumului urban. În plus, chiar dacă s-ar putea mări capacitatea de destindere în zona de medie presiune, producţia de energie electrică rămâne limitată datorită dimensionării generatorului electric. Puterea electrică dezvoltată la bornele generatorului nu poate depăşi 60 MW, chiar pentru regimuri în care turbina ar putea dezvolta puteri mecanice mai mari.

## 3. Prezentarea soluţiei tehnice propuse de autori

Soluţia propusă de autori se bazează pe creşterea capacităţii de trecere în zona de medie presiune cu ajutorul unei turbine alimentate cu abur de pe bara industrială şi având contrapresiunea la schimbătorul de căldură de termoficare de semivârf (vezi figura 2). Această turbină (denumită convenţional în continuare SKP 16) poate fi realizată din CMP al unei turbine DSL-50 cu durată de viaţă parţial consumată, la care CIP poate fi îndepărtat.

Experienţa de mentenanţă arată că, la majoritatea maşinilor cu număr mare de ore de funcţionare, CIP prezintă o stare de uzură mai mare ca CMJP.

La turbinele DSL-50, CIP şi CMJP au lagăre axiale separate, iar rotoarele sunt cuplate semielastic.

Modificările principale pentru obţinerea turbinei SKP 16 sunt:

- actuala diafragmă rotativă reglabilă se va înlocui cu o diafragmă "oarbă", având numai orificiul central pentru arbore;
- pentru a evita ventilaţia în partea finală a turbinei se va face o "amputare" a ultimelor patru trepte din CJP;
- în plus, deoarece noua turbină va lucra ca unitate de semivârf, când necesarul de căldură este ridicat şi temperatura pe turul reţelei trebuie să crească, se propune "amputarea" suplimentară a ultimelor două trepte din CMP şi ridicarea presiunii nominale la contrapresiune până la circa 2,4 bar.

Din punct de vedere tehnic "amputarea" presupune:

- demontarea portdiafragmelor din CJP şi a ultimelor două diafragme din CMP;
- depaletarea ultimelor două discuri din CMP şi a tuturor discurilor din CJP;
- reechilibrarea rotorului CMJP după depaletare.

În plus, sistemul de reglaj va trebui să fie adaptat la noua turbină.

## 4. Sinteza calculelor de verificare

În vederea predeterminării performanţelor noii turbine autorii au efectuat calcule de modelare în regimuri nenominale staţionare, utilizând metode, algoritmi şi proceduri validate. S-a început prin redefinirea şi recalcularea unor regimuri "de referinţă".

Se fac următoarele precizări:

- deoarece proiectul iniţial datează din anii '50, metodologiile originale sunt la nivelul riglei de calcul şi nu se cunosc ipotezele, metodologiile şi algoritmii de calcul ai fabricantului;
- calculele originale au fost bazate pe o serie veche a tabelelor de proprietăţi termodinamice ale aburului, în sistemul "tehnic", MKkfS. Diferenţele dintre diferitele tabele, deşi în limite acceptabile tehnic, pot deveni stânjenitoare dacă se realizează calculele în regimul nominal după un tip de tabele şi calculele pentru regimurile nenominale după un altul;
- este de bănuit că fabricantul şi-a luat unele rezerve şi că a garantat performanţe uşor inferioare celor rezultate din proiect; nu se ştie însă care este "rezerva" mărimilor din cartea maşinii. Nu se dispune de calculele numerice ale fabricantului şi nici de informaţii ajutătoare asupra unor elemente ce pot influenţa rezultatele;
- se cunosc numai unele rezultatele finale, deşi pentru modelarea comportării la sarcini nenominale ar fi necesare o serie de mărimi "intermediare";
- un CIP nou, fără VR 5, are altă capacitate de înghiţire şi alt randament intern decât cel original.

În CIP, recalcularea a urmărit determinarea "liniei de destindere"

în diagrama i-s şi stabilirea parametrilor la intrarea în noua turbină. Calculele mai detaliate au urmărit definirea unui regim "de referinţă" al CMP. În acest ultim scop s-au emis următoarele ipoteze:

- pierderile de presiune în VR al CMP sunt de 0,5 bar;
- pe traseul aburului între CIP şi CMP are loc o pierdere de entalpie de 1 kJ/kg;
- o parte din aburul viu ce trece prin treapta de reglare a CMP părăseşte turbina prin etanşările terminale de la capătul liber. Ca urmare, debitul de abur ce se destinde în treptele de presiune este de 98 % din cel prin treapta de reglare;
- regimul de referinţă al noii turbine se va considera la fel cu cel de debit maxim, cu presiune maximă în amonte de ventilul de reglaj (16 bar). La acest regim, raportul de viteze în treapta de reglare este optim, conducând la un randament intern maxim al treptei de reglare. La regimurile nenominale se va lucra cu presiunea de abur industrial de 13 bar;
- destinderea adiabată nonizentropă a aburului va fi modelată pe zone cu destinderi diferite, debite diferite şi randamente interne diferite;
- împărţirea căderii totale de entalpie între treapta de reglare şi treptele de presiune se face astfel încât să se respecte rapoartele optime de viteze.

$$c_{1f}^{\text{treapta presiune}} = \phi_{\text{ajutaj}}^{\text{treapta presiune}} * * \sqrt{2000 * H_{\text{teoretic}}^{\text{treapta presiune}}} \quad (1)$$

$$c_{1f}^{\text{treapta reglare}} = \phi_{\text{ajutaj}}^{\text{treapta reglare}} * * \sqrt{2000 * H_{\text{teoretic}}^{\text{treapta reglare}}} \quad (1')$$

$$u_{\text{tangential}}^{\text{mediu}} = \frac{\pi * d_{\text{mediu}} * n}{60} \quad (2)$$

$$\left(\frac{u}{c_{1f}}\right)_{\text{optim}} = \frac{0,85 \div 0,95}{2 * \sqrt{(1-\rho_{\text{reactiune}})}} \quad (3)$$

Destinderile teoretice pe trepte au fost explicitate din relaţiile (1) şi (1'), apoi au fost raportate una la cealaltă:

$$\frac{H_{\text{teoretic}}^{TR}}{H_{\text{teoretic}}^{TP}} = \left(\frac{\varphi^{TP}}{\varphi^{TR}} * \frac{c_{1f}^{TR}}{c_{1f}^{TR}}\right)^2 \quad (1'')$$

Similar s-au raportat vitezele periferice şi rapoartele optime de viteze:

$$\frac{u^{\text{treapta reglare}}}{u^{\text{treapta presiune}}} = \frac{d_{\text{mediu}}^{\text{treapta reglare}}}{d_{\text{mediu}}^{\text{treapta presiune}}} \quad (2')$$

$$\frac{\left(u/c_{1f}\right)_{\text{optim}}^{\text{treapta reglare}}}{\left(u/c_{1f}\right)_{\text{optim}}^{\text{treapta presiune}}} = \frac{K_{u/c}^{TR}}{K_{u/c}^{TP}} * * \sqrt{\frac{1-\rho_{\text{reactiune}}^{\text{treapta presiune}}}{1-\rho_{\text{reactiune}}^{\text{treapta reglare}}}} \quad (3')$$

- Randamentele interne pe zone ale turbinei s-au preliminat cu formule statistice:

$$\eta_{\text{intern}}^{\text{treapta reglare}} = 0,83 - \frac{2 * 10^{-4}}{D_{1s}} * * \sqrt{\frac{p_1 * 10^6}{v_1}}, \quad (4)$$

$$\eta_{\text{intern}}^{\text{grupTP}} = \left(0,925 - \frac{0,5}{D_s^{TP} * \sqrt{v_{\text{intrare}} * v_{\text{iesire}}}}\right) * \left(1 + \frac{H_{\text{teoretic}}^{TP} - 400}{20000}\right) * \left(1 - \frac{1}{z^{TP}} * \sin^2 \alpha_1\right) \quad (5)$$

- Pierderile mecanice ale turbinei propriu-zise şi pierderile generatorului electric s-au considerat constante în valoare absolută la regimuri diferite de cel nominal şi egale cu cele pentru care se realizează produsul nominal dintre randamentul mecanic şi randamentul generatorului electric.

Rezultatele obţinute pentru turbina cu 9 TP sunt prezentate în tabelul 1 şi sintetizate grafic în figura 3.

*Tabelul 1*

**Puterile interne de referinţă pe treapta de reglare şi pe grupuri de trepte de presiune ale CMP al turbinei DKUL-50 IMGB**

| Treptele | TR | TP nr. 2 şi 3 | TP nr. 4 şi 5 | TP nr. 6 şi 7 | TP nr. 8 şi 9 |
|---|---|---|---|---|---|
| $P_i$ [kW] | 3939 | 5512 | 5692 | 5318 | 5152 |

Se observă că, datorită creşterii căderii interne pe treapta de reglare la reducerea debitului, puterea internă maximă a TR de 3939 kW, mai mare de circa 1,5 ori decât cea dezvoltată la regimul de debit maxim, se obţine la o sarcină de circa 85 %. Aceasta devine putere internă de referinţă pentru TR. La treptele de presiune puterea internă de referinţă este cea de la debit maxim. După "amputare" situaţia devine cea din figurile 4 şi 5.

Din figura 5 se observă că amputarea propusă elimină practic ventilaţia la debite mici, fără a conduce la supraîncărcări mecanice ale treptelor 6 şi 7, chiar la debit maxim prin CMP. Aceasta înlătură principala restricţie tehnică ce ar putea să apară, iar decizia privind oportunitatea unei asemenea amputări rămâne condiţionată în principal de alte criterii tehnico-economice.

Din analiza rezultatelor numerice a rezultat că:

- Noua turbină are o capacitate maximă de înghiţire de 216 t/h, la o presiune a aburului industrial de 16 bar. La o presiune a prizei industriale de 13 bar debitul ce poate fi admis în această maşină este de 177,5 t/h, suficient pentru ca o maşină de acest tip să turbineze aburul industrial excedentar de la două turbine DSL-50-1 sau DKUL-50. Chiar şi în cazul unei presiuni coborâte la priza industrială, de 10 bar, capacitatea de turbinare suplimentară în zona de medie presiune acoperă excedentul de abur realizabil de două maşini, dacă se ţine seama şi de consumul serviciilor

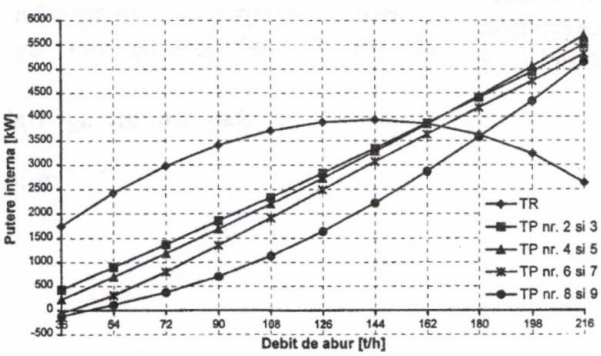



Fig. 3. Variaţia puterilor interne pe grupuri de trepte ale CMP al turbinei DKUL-50 pentru $p_k$=1,2 bar, la diverse debite de abur.

proprii termice, care necesită abur de medie presiune.

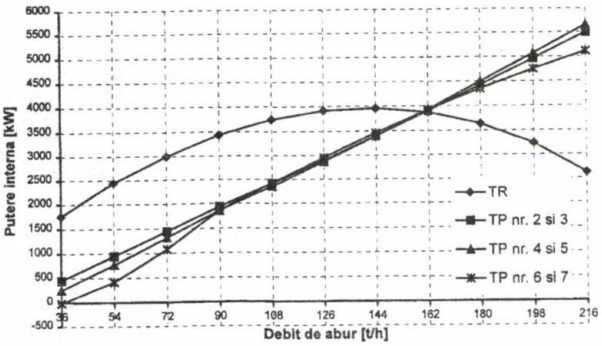



Fig. 4. Variaţia puterilor interne pe grupuri de trepte ale turbinei SKP 16, rezultată prin "amputarea" CMP al DKUL-50, pentru $p_k$=2,4 bar, la diverse debite de abur.

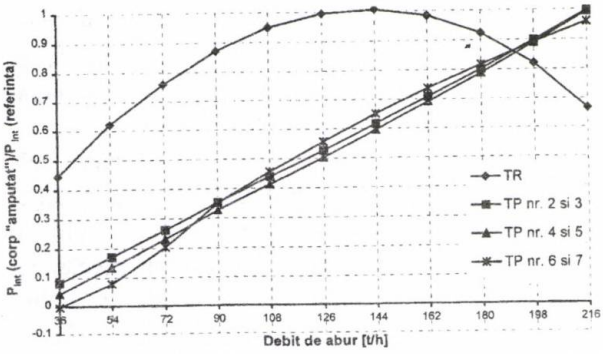



Fig. 5. Variaţia raportului dintre puterile interne reale pe grupuri de trepte ale turbinei SKP 16 şi puterile de referinţă ale CMP al turbinei DKUL-50, pentru $p_k$=2,4 bar, la diverse debite de abur.

• Puterea electrică la bornele generatorului noii turbine poate atinge 18,5 MW, la o presiune a aburului industrial de 16 bar, circa 14 MW, la o presiune a prizei industriale de 13 bar, şi peste 10 MW, în cazul unei presiuni coborâte la priza industrială de 10 bar.

## 4. Elemente de calcul economic

Pe baza modelului prezentat se pot obţine, pentru un caz concret, următoarele elemente pentru dezvoltarea unui calcul economic complet, şi anume: puterea electrică suplimentară şi consumul specific de căldură necesar pentru producerea acesteia.

Astfel, se poate considera, ca exemplu, că sporul de putere electrică este de 10 000 kW (la $p_{pind}$ = 13 bar), iar consumul specific de căldură este de 1,25 $kJ_t/kJ_e$ (4500 kJ/kWh sau 0,1535 tcc/MWh) respectiv sporul de consum de combustibil este de 1,535 tcc/h.

Se emit următoarele ipoteze:

- durata de funcţionare 2500 h/an,
- preţul energiei electrice livrate de circa 32 $/MWh,
- preţul mediu echivalent al tonei de combustibil convenţional de 75 $/tcc.

Cu aceste date rezultă, în mod preliminar, că soluţia propusă poate conduce la un profit anual suplimentar de ordinul a 500 000 $/an în raport cu actuala situaţie de funcţionare.

Considerând o durată de recuperare a investiţiilor din profit de 5 ani, se observă că se pot justifica cheltuieli totale de adaptare a instalaţiei existente de până la 2 500 000 $ (echivalentul a 68,75 miliarde lei la un curs de revenire de 27 500 lei/$).

Pentru comparaţie, menţionăm că preţul unei turbine noi de contrapresiune urbană cu priză reglabilă industrială, având o putere electrică la bornele generatorului de 50 MW, este de circa 6 milioane $.

În exemplul prezentat, rezultă că investiţia de realizare a retehnologizării se înscrie în procentul de 35–40 % din costul unei turbine noi. Acest procent este apreciat în general ca fiind acceptabil, pentru ca o lucrare de retehnologizare să fie considerată eficientă.

În aceste condiţii, decizia privind aplicarea soluţiei tehnice preconizate depinde de negocierea costurilor de adaptare cu o firmă specializată.

## Concluzii

Soluţia tehnică preconizată devine interesantă în CET preponderent urbane dotate cu turbine DSL-50-1 sau DKUL-50, în care există şi maşini mai vechi (DSL-50 Reşiţa, VPT-50-3 sau PT 60 130/13), la care se manifestă deja fenomene de "oboseală" în CIP, dar se mai pot refolosi CMP, dacă prezintă o durată restantă de viaţă de cel puţin 5 ani. Ea se poate aplica numai în cadrul unor lucrări de reparaţii capitale şi/sau retehnologizare şi trebuie analizată împreună cu furnizorul turbinei, în condiţiile concrete ale regimurilor de lucru din fiecare centrală.

**BIBLIOGRAFIE**

[1] Grecu, T., Negreanu, G.P. *Calculul termic al turbinelor cu abur*, Editura Matrix Rom, Bucureşti, 1998.

[2] Kostiuk, A. G., Frolov, V.V. *Parovîie i gazovîie turbinî*, Gosenergoizdat, Moskva, 1986.

**Referent: dr. ing. Gabriel Romaşcu – C.N. Transelectrica S.A.**

**(Primit la 11 aprilie 2001, acceptat la 5 iunie 2001)**

# Aspecte tehnice ale cogenerării de mică putere - CMP

**prof. dr. ing.Victor ATHANASOVICI,**
**conf. dr. ing. Ion Sotir DUMITRESCU,**
**conf. dr. ing. Cristian RĂDUCANU,**
**conf. dr. ing. Roxana PĂTRAŞCU***

*Lucrarea prezintă principalele caracteristici tehnice generale ale instalaţiilor de cogenerare în general, cu particularităţile aferente cogenerării de mică putere. Se pleacă de la caracteristicile tehnice specifice instalaţiilor de cogenerare, cum sunt randamentele de producere a celor două forme de energie, indicele de cogenerare, natura combustibilului folosit, gradul de recuperare a căldurii şi dependenţa în funcţionare între cele două forme de energie produse. În final se analizează elementele specifice ansamblului centralei de cogenerare, cum ar fi: structura producţiei de energie, modul de dimensionare a capacităţii instalaţiilor de cogenerare şi randamentul global de producere a celor două forme de energie la nivelul centralei de cogenerare.*

Descriptori: cogenerare de mică putere

## Prezentare generală

Cogenerarea a fost şi rămâne una din soluţiile eficiente de utilizare a energiei primare, simultan cu reducerea poluării mediului. În timp, mai ales în ultimii 15 ani, ea a evoluat atât sub aspectul tehnologiilor de producere a celor două forme de energie, cât şi sub aspectele reglementărilor şi al legislaţiei din domeniul energiei. Toate acestea influenţează, în final, eficienţa economică a soluţiilor aplicate concret, de la caz la caz.

Primul pas pentru evaluarea eficienţei economice şi a impactului unei soluţii de cogenerare asupra mediului, îl reprezintă întotdeauna stabilirea indicatorilor de natură tehnică, toate celelalte aspecte fiind determinate de aceşti indicatori. Metodele dezvoltate până în prezent de diverşi autori, inclusiv de cei ai prezentei lucrări, privitor la modul de calcul al acestor indicatori, au urmărit fie numai tratarea unora din aceştia, fie numai pentru o anume tehnologie.

În prezent, o dată cu actualizarea problemelor legate de "strategia alimentării cu căldură în România", stabilirea unor metodologii unitare de abordare a calculului şi mai ales a implicaţiilor diverşilor indicatori tehnici a devenit o necesitate pentru toţi specialiştii care lucrează în acest domeniu. Plecând de la aceste constatări, autorii prezentei lucrări încearcă să coreleze între ei toţi aceşti factori de natură tehnică, de la faza de concepţie şi proiectare a soluţiei respective până la stabilirea regimurilor optime de încărcare a instalaţiilor utilizate, arătând implicaţiile fiecăruia în parte şi ale tuturor în ansamblu. Totodată, abordarea globală a problemei acestor indicatori, permite şi o comparaţie sub aspect tehnic între diversele tehnologii de cogenerare aplicate azi. Punerea cap la cap a acestor valori este rezultatul activităţii teoretice şi al studiilor practice privind eficienţa tehnică a diverselor soluţii de cogenerare.

Cunoaşterea valorilor şi a modului de variaţie a acestor indicatori este obligatorie pentru trecerea la analiza eficienţei economice a oricărei soluţii de cogenerare. Din păcate, lipsa spaţiului nu a permis şi prezentarea indicatorilor economici caracteristici, cu influenţele asupra acestora ale indicatorilor tehnici. Diagramele şi afirmaţiile prezentate în lucrare sunt rezultatul calculelor şi experienţei acumulate de autori în domeniul respectiv.

## 1. Tehnologiile de cogenerare de mică putere - CMP

Cogenerarea de mică putere - CMP, în accepţiunea tratării ei în lucrarea de faţă, adică incluzând şi microcogenerarea - MCC şi minicogenerarea - MIC, conform [1], apelează la diferite tehnologii, în funcţie de mai mulţi factori, printre care cei mai importanţi sunt: puterea electrică nominală cerută, structura cererii maxime şi anuale de energie (raportul între cererea de energie electrică şi de căldură), tipul combustibilului avut la dispoziţie, condiţiile de dimensionare şi de funcţionare avute în vedere pentru instalaţiile de cogenerare alese.

Tabelul 1 prezintă tipurile de tehnologii de CMP cu principalele lor caracteristici tehnice generale.

Tehnologiile de cogenerare (tabelul 1, coloana 1) diferă în funcţie de instalaţiile de cogenerare de bază utilizate pentru producerea simultană a celor două forme de energie, care sunt: TVCP - turbine cu vapori cu contrapresiune (pură sau şi cu priză reglabilă); TG - turbine cu gaze cu cazan recuperator clasic; MT - motoare termice cu gaze sau diesel ori "dual fuel", cu recuperarea căldurii din circuitul de răcire şi din gazele de ardere; TG/TV - instalaţii cu ciclu mixt cu turbine cu gaze şi turbine cu vapori.

Ca instalaţii termice de vârf, în funcţie de tipul instalaţiilor de cogenerare de bază, de modul lor de dimensionare corelat şi cu mărimea şi structura cererii de căldură, pe de o parte, şi de raportul între cererea de energie electrică şi de căldură, pe de altă parte, se pot folosi:

CV - cazane de vârf clasice, de abur sau apă fierbinte; CRPA şi CRAS - cazane recuperatoare cu postardere şi/sau respectiv cu ardere suplimentară.

Tehnologiile de CMP utilizate sunt determinate în primul rând de puterea electrică nominală de dimensionare (tabelul 1, coloana 2), precum şi de natura combustibilului ce poate fi utilizat (coloana 3) [1].

* Universitatea „POLITEHNICA" Bucureşti, Facultatea de Energetică

Astfel, în timp ce tehnologia bazată pe utilizarea turbinelor cu abur permite folosirea, în principiu, a oricărui tip de combustibil, celelalte tehnologii impun utilizarea gazului metan sau a combustibilului lichid uşor. În plus, instalaţiile cu turbine cu gaze, cu puteri de peste circa $1MW_e$, necesită, în cazul folosirii gazului metan drept combustibil, presiuni ale acestuia de 8-12 bar, ceea ce este o condiţie restrictivă, uneori decisivă, pentru posibilitatea practică de aplicare a tehnologiei respective.

produse sub formă de căldură şi energie electrică - $E$ şi $Q$ - şi conţinutul de căldură al combustibilului consumat în acest scop $WB$; $(E + Q)/WB$). Pentru instalaţiile de cogenerare se poate defini un $\eta_E$ şi $\eta_{TOT}$, iar pentru instalaţiile termice de vârf se defineşte randamentul acestora de producere a căldurii - $\eta_Q$. Pentru ansamblul instalaţiei de cogenerare, care include şi instalaţiile termice de vârf, $\eta_{TOT}$ ţine seama atât de căldura produsă de instalaţiile de cogenerare propriu-zise, $Q_{COGE}$, cât şi de aceea dată de instalaţiile termice de vârf, $Q_{CV}$ (unde: $Q=Q_{COGE}+Q_{CV}$), precum şi de consumul total de combustibil aferent instalaţiilor de cogenerare - $WB_{COGE}$ şi cel pentru instalaţiile termice de vârf, $WB_{CV}$ (unde: $WB = WB_{COGE} + WB_{CV}$).

Dacă se ţine seama că, în funcţie de tehnologia de bază de cogenerare, diversele instalaţii pot produce, simultan sau alternativ, energie electrică în strânsă dependenţă de $Q_{COGE}$ - $E_{COGE}$ şi/sau independent de $Q_{COGE}$ (între anumite limite) - $E_{SEP}$, (unde: $E=E_{COGE} + E_{SEP}$), atunci forma cea mai generală a randamentului total al unei centrale de cogenerare este:

$$\eta_{TOT} = \frac{E_{COGE} + E_{SEP} + Q_{COGE} + Q_{CV}}{WB_{COGE} + WB_{CV}} \quad (1)$$

Valorile lui $\eta_{TOT}$ din coloana (6) se referă numai la funcţionarea în regim de cogenerare, unde $E_{COGE}$ este în strânsă legătură cu $Q_{COGE}$ (vezi coloana 8) şi atunci $\eta_{TOT}$ ia forma lui $\eta_{COGE}$:

$$\eta_{COGE} = \frac{E_{COGE} + Q_{COGE}}{WB_{COGE}}. \quad (2)$$

*Tabelul 1*

**Caracteristici tehnice generale ale CMP**

| Tehnologia de bază şi de vârf | Tipul CMP | Natura combustibilului | Randament nominal [%] $\eta_E$ | $\eta_Q$ | $\eta_{COGE}$ | Efectul de scară asupra $\eta_E$ | Structura producţiei de energie (kWh$_e$/ kWh$_Q$) | Structura de calcul al producţiei de energie ($Q_{COGE}$/ $Q$) | Modul de dimensionare a instalaţiei de cogenerare | Comportarea la sarcini parţiale (75-50%) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| TVCP + CV | $P^n_{COGE} \leq 4\ MW_e$ | orice | 33---36 | 88---92 | 77---86 | important | 0,1---0,3 | 0,3---0,7 | după termic în bază | sensibile $P^{min}_{TV} > > 0,3 \cdot P^n_{TV}$ |
| (TG+CR) + CV | $P^n_{COGE} = 50\ kW_e$---$12\ MW_e$ | $CH_4$ (la minimum 15 bar) CLU, gaze de gazeificare | 25---35 | 95---97 88---92 | 72---84 | relativ important | 0,2---0,5 | 0,2---0,4 | după electric şi/sau termic în bază | sensibile $P^{min}_{TG} > > 0,3 \cdot P^n_{TG}$ (27-25%) |
| (TG+CRPA) + CV | idem | idem | 25---35 | 92---95 88---92 | 80---86 | relativ important | 0,15-0,4 | 0,17---0,35 | idem | idem |
| (TG+CRAS) + CV | idem | idem | 25---35 | 92---94 88---92 | 84---89 | relativ important | 0,1-0,3 | 0,12---0,3 | idem | idem |
| (MT+CR) + CV | $P^n_{COGE} = 10\ kW_e$---$6\ MW_e$ | CH4 (la 0,3 - 0,8 bar), CLU, Biogaz, CH4+CLU | 30---40 | 95---97 88---92 | 81---87 | nesemnificativ | 0,6-1,05 | 0,1---0,3 | după electric sau /şi termic în bază | insensibile $P^{min}_{MT} > > 0,4 \cdot P^n_{MT}$ (33-29%) |
| (TG/TVCP) + CV | $P^n_{COGE} \geq 6\ MW_e$ | CH4, CLU gazeificare | 42---50 | 95---97 88---92 | 82---88 | important | 0,25---1,2 | 0,3---0,7 | după termic în bază şi/sau după electric | sensibile $P^{min}_{TV} > > 0,3 \cdot P^n_{TV}$ |

## 2. Randamentele producerii celor două forme de energie

Orice instalaţie de cogenerare este caracterizată de următoarele valori nominale ale randamentelor (tabelul 1, coloanele 4-7): randamentele nominale ale producerii energiei electrice, $\eta_E$, căldurii, $\eta_Q$ şi cel total de producere a celor două forme de energie - $\eta_{TOT}$ (definit ca fiind raportul între totalul energiei

din timp la sarcini parțiale, atât din punct de vedere termic, cât și/sau din punct de vedere electric. De aceea, atât la alegerea diverselor tehnologii, cât și la dimensionarea instalațiilor de bază, trebuie ținut seama și de dependența randamentului nominal de producere a energiei electrice, $\eta_E$, de mărimea puterii nominale a instalației respective, $P_{COGE}$, unde: $\eta_E = f(P_{COGE})$, (tabelul 1, coloana 7). Aceasta este foarte importantă pe măsură ce tehnologia de cogenerare utilizează instalații cu puteri electrice nominale mici. Ea se accentuează o dată cu scăderea acestei puteri.

### 3. Indicele de cogenerare - $y_{COGE}$

Una din cele mai importante caracteristici tehnice ale instalațiilor de cogenerare este reprezentată de raportul ($y_{COGE} = E_{COGE}/Q_{COGE}$, în $kWh_e/kWh_Q$), care arată câtă energie electrică produce instalația respectivă - $E_{COGE}$, pe seama căldurii furnizate de instalație, $Q_{COGE}$, în dependență una de cealaltă, în același timp, din aceeași instalație și pe baza aceluiași combustibil (ceea ce este de fapt definiția cogenerării) (tabelul 1, coloana 8).

Se constată că din acest punct de vedere, ordinea crescătoare a valorilor nominale ale indicilor de cogenerare este următoarea: ciclul mixt gaze-abur, motoarele termice, turbinele cu gaze și în final ciclul cu turbine cu abur. Este de reținut că valorile curente - în funcționarea la sarcini parțiale - ale indicelui de cogenerare sunt în strânsă legătură de randamentul producerii energiei electrice, $\eta_E$, deci ele se reduc o dată cu scăderea încărcării echipamentului de cogenerare de bază. Acest aspect este cu atât mai important cu cât crește ponderea producției de energie electrică în regim de "necogenerare", cum este cazul curent al turbinelor cu gaze și al motoarelor termice (prin evacuarea directă parțială, sau totală a gazelor de ardere în atmosferă). Acest efect este sintetizat matematic prin "gradul de recuperare" reală a căldurii disponibile. În cazul turbinelor cu abur (unde gradul de recuperare a căldurii nu mai are sens, dar dacă totuși se calculează el este unitar), variația indicelui de cogenerare în funcție de încărcare este determinată de fapt de variația randamentului intern al acesteia.

### 4. Structura producției căldurii la nivelul centralei - $\alpha_Q$

Structura producției de căldură dintr-o centrală de cogenerare: $\alpha = Q_{COGE}/Q$ (tabelul 1, coloana 9), arată de fapt care este cota de căldură produsă în regim propriu-zis de cogenerare - $Q_{COGE}$ (unde $Q_{COGE}$ - $f(E_{COGE})$ și invers), față de căldura totală produsă de centrala de cogenerare, $Q$, adică inclusiv de instalațiile termice de vârf, $Q_{CV}$ (unde $Q = Q_{COGE} + Q_{CV}$).

Valorile acestui indicator – coeficientul de cogenerare - are implicații deosebite, atât din punctul de vedere al dimensionării centralei de cogenerare, cât și din punctul de vedere al regimurilor caracteristice de funcționare ale acesteia. Astfel, valoarea nominală a coeficientului de cogenerare ($\alpha^C = Q^C_{COGE} / Q^C$) determină - pentru o cerere de căldură $Q^C$ impusă - cota de debite de căldură instalate în instalațiile de cogenerare de bază ($Q^C_{COGE} = Q^C * \alpha^C$) și respectiv în instalațiile termice de vârf ($Q^C_{CV} = (1 - \alpha^C) * Q^C$). Aceasta înseamnă că, în funcție de tipul tehnologiei de cogenerare adoptată, s-au stabilit capacitățile nominale instalate, deci și investițiile aferente, cu alte cuvinte s-a stabilit investiția în ansamblul centralei.

Pentru o curbă de sarcină termică dată, caracteristică tipului de consum ce urmează a fi asigurat din CET, valoarea de calcul a coeficientului de cogenerare, $\alpha^C$, va determina valoarea sa anuală ($\alpha^{an} = Q^{an}_{COGE} / Q^{an}$). Aceasta înseamnă că va stabili direct cantitatea anuală de căldură livrată de instalațiile de cogenerare de bază ($Q^{an}_{COGE} = Q^{an} * \alpha^{an}$) și respectiv de cele de vârf ($Q^{an}_{CV} = Q^{an} * (1 - \alpha^{an})$). Deci, pentru tehnologia de bază de cogenerare va fi univoc determinată valoarea medie anuală a indicelui de cogenerare, $y^{an}_{COGE}$, precum și energia electrică anuală produsă în cogenerare ($E^{an}_{COGE} = Q^{an}_{COGE} * y^{an}_{COGE}$). Aceasta va determina consumul anual de combustibil al instalațiilor respective ($B^{an}_{COGE}$). La fel, pentru $Q^{an}_{CV}$, în funcție de randamentul mediu anual al instalațiilor termice de vârf ($\eta^{an}_{CV}$) se va stabili consumul anual de combustibil al acestora ($B^{an}_{CV}$). Toate acestea vor determina în final caracteristicile anuale de producție, respectiv costurile specifice de producere și livrare ale celor două forme de energie.

### 5. Dimensionarea instalațiilor de cogenerare

Condițiile inițiale avute în vedere la dimensionarea instalațiilor de cogenerare din punctul de vedere al puterii electrice instalate - $P^n_{COGE}$, față de puterea maximă cerută de consumatori - $P^{MAX}$ (tabelul 1, coloana 10) pot conduce la următoarele variante:

a) **Dimensionarea după "termic"**, ceea ce înseamnă că pentru o anume cerere totală maximă de căldură livrată de centrala de cogenerare - $Q^{MAX}$, se stabilește care este cota care urmează a fi livrată propriu-zis în cogenerare, $Q^n_{COGE}$ (adică se stabilește raportul de dimensionare din punct de vedere termic, $\alpha^n = Q^n_{COGE} / Q^{MAX}$). Pentru tehnologia de cogenerare utilizată, pe baza lui $Q^n_{COGE}$ rezultă $P^n_{COGE}$ (unde: $P^n_{COGE} / Q^n_{COGE} = y^n_{COGE}$, deci $P^n_{COGE} = y_{COGE} * Q^n_{COGE}$). În funcție deci de valorile lui $\alpha^n$ și

$y^n_{COGE}$, rezultă puterea electrică nominală - instalată - $P^n_{COGE}$, care, față de puterea electrică maximă cerută de consumator, poate fi:

a.1: $P^n_{COGE} < P^{MAX}$, ceea ce înseamnă că autoproducătorul respectiv va apela sigur la sistemul electroenergetic național pentru acoperirea diferenței de putere $P^n_{SEN}$ (unde: $P^n_{SEN} = P^{MAX} - P^n_{COGE}$), deci **va fi în situația de a cumpăra energie electrică din SEN.**

a.2: $P^n_{COGE} = P^{MAX}$, adică în regimul maxim al cererii de energie electrică, autoproducătorul își va acoperi integral cererea pe baza puterii nominale instalate. El nici nu va cumpăra nici nu va vinde energie electrică în sistemul energetic național. În cursul anului însă el va putea fi în situații în care fie să revândă plusul de energie electrică momentan produsă, fie să cumpăre energie electrică din sistem, dacă încărcarea instalațiilor de cogenerare se va face după cererea de căldură. În funcție de valorile momentane ale cererii de căldură și de energie electrică se poate ca instalațiile de cogenerare să fie încărcate, după cererea electrică, dacă:

- producția momentană de căldură astfel realizată ($Q_{COGE} = f(P_{COGE})$ depășește cererea totală momentană de căldură ($Q_{COGE} > Q$) și o poate evacua în atmosferă, în funcție de natura instalațiilor de cogenerare utilizate (este posibil la instalațiile cu TG și MT, nu este rentabil la instalațiile de TV cu contrapresiune). Cantitatea de căldură evacuată ($Q_{EVAC} = Q_{COGE} - Q$) va reduce randamentul total, $\eta_{TOT}$. Un asemenea regim se poate justifica numai când prețul de vânzare a energiei astfel produsă acoperă cheltuielile cu combustibilul consumat;

- producția momentană de căldură realizată pe seama încărcării electrice ($Q_{COGE} = f(E_{COGE})$) este mai mică decât cererea momentană totală de căldură ($Q_{COGE} < Q$). În aceste situații, dacă diferența ($Q - Q_{COGE}$) este mai mică decât capacitatea instalată în instalațiile termice de vârf $\left(Q - Q_{COGE} < Q^n_{CV}\right)$, atunci ea este preluată de aceasta. Dacă $Q - Q_{COGE} > Q^n_{CV}$, practic regimul de încărcare după cererea momentană de putere electrică nu este posibil.

Deci în aceste condiții inițiale, în funcție de simultaneitatea momentană a celor două tipuri de cereri, de tipul instalațiilor de cogenerare utilizate și de modul de dimensionare termică a ansamblului centralei de cogenerare, se poate face încărcarea fie după cererea de căldură, fie după aceea de energie electrică.

a.3: $P^n_{COGE} > P^{MAX}$, ceea ce înseamnă că autoproducătorul va fi de fapt un producător independent de energie electrică, diferența între cererea momentană de putere electrică, $P$, și aceea instalată, $P^n_{COGE}$, va fi disponibilă pentru vânzarea în sistemul electroenergetic, $P_{SEN}$ (unde: $P^n_{COGE} - P = P_{SEN}$). Aceasta înseamnă că în cursul anului, autoproducătorul va funcționa după încărcarea electrică maximă posibilă, ținând seama de cererea momentană simultană de căldură, de tipul instalațiilor de cogenerare, de capacitatea nominală a instalațiilor termice de vârf (după cum s-a arătat mai sus) și de eficiența vânzării energiei electrice produsă excedentar.

b) **Dimensionarea după "electric"** presupune că se alege o anumită putere electrică nominală a instalațiilor de cogenerare, $P^n_{COGE}$. Aceasta va determina, așa cum s-a arătat mai sus, o producție nominală de căldură în cogenerare, $Q^n_{COGE}$ (unde: $Q^n_{COGE} = P^n_{COGE} / y^n_{COGE}$), care la rândul său va determina capacitatea instalată în instalațiile termice de vârf, $Q^n_{CV}$, (unde: $Q^n_{CV} = Q^{MAX} - Q^n_{COGE}$, adică pe $\alpha^n = Q^n_{COGE} / Q^{MAX}$).

O asemenea dimensionare se face în general atunci când centrala de cogenerare este gândită să funcționeze în regim de putere maximă posibil a fi produsă, în funcție de simultaneitatea momentană a cererii de căldură cu aceea de energie electrică, de tipul instalației de cogenerare și de eficiența economică a vânzării surplusului de energie electrică produsă față de aceea momentan necesară autoproducătorului.

În concluzie, din punctul de vedere al dimensionării termice a unei centrale de cogenerare, aceasta presupune că întotdeauna capacitatea instalată, $Q^n$, va fi cel puțin egală cu cererea maximă, $Q^{MAX}$ (adică: $Q^n \geq Q^{MAX}$). De la caz la caz, în funcție de calculele de eficiență economică, ținându-se seama și de cele spuse mai sus, vor rezulta capacitățile nominale instalate în cogenerare, $Q^n_{COGE}$, și în instalațiile termice de vârf, $Q^n_{CV}$ (unde: $Q^n = Q^n_{COGE} + Q^n_{CV}$). În funcție de valorile momentane simultane ale cererii de căldură și de energie electrică $Q$ și $P$, de tipul și caracteristicile tehnice ale instalațiilor de cogenerare utilizate și de eficiența economică a vânzării energiei electrice produse în excedent față de necesar, funcționarea instalațiilor de cogenerare poate avea loc după cererea termică sau/și după aceea electrică, cu condiția satisfacerii integrale, în orice moment, a cererii de căldură.

Este de remarcat faptul că și în condițiile dimensionării instalațiilor de cogenerare strict la nivelul cererii maxime de putere electrică - $P^{MAX}$ (adică: $P^n_{COGE} = P^{MAX}$), dacă în funcționare s-ar dori să se producă energie electrică strict la nivelul cererii, deci funcționarea după cererea electrică, nu se vor putea evita unele perioade în care puterea produsă, $P_{COGE}$, va fi diferită de cererea momentană, $P$. Ca urmare va apărea necesitatea schimbului de

energie electrică cu sistemul electroenergetic. Sensul acestui schimb va depinde de ($P_{COGE}$ - $P$ < > 0): când ($P_{COGE}$ - $P$ > 0), diferenţa va fi vândută în sistemul electroenergetic şi invers, va fi cumpărată din sistemul electroenergetic. Oportunitatea vânzării energiei electrice în sistemul electroenergetic este de natură economică. Dacă ea este rentabilă şi cât anume rentează a fi vândută depinde de mulţi factori ce caracterizează: structura momentană a celor două categorii de cereri de energie; tipul instalaţiilor de cogenerare utilizate şi dependenţa concretă între producerea de căldură şi de energie electrică; tariful de vânzare a energiei electrice în sistemul electroenergetic faţă de cel al costurilor de producţie al acesteia în instalaţiile de cogenerare şi faţă de cel simultan de cumpărare a aceleiaşi energii electrice din sistemul electroenergetic.

## 6. Comportarea la sarcini parţiale

Influenţa funcţionării instalaţiilor de cogenerare la sarcini parţiale, asupra eficienţei lor energetice, $\eta_E$, şi respectiv $\eta_Q$, este determinată în primul rând de tipul instalaţiilor de cogenerare şi de caracteristicile tehnice specifice acestora (tabelul 1, coloana 11).

Aceasta este o caracteristică tehnică foarte importantă, sub aspectul modificării randamentelor la funcţionarea lor la sarcini parţiale. Astfel, cel mai bine se comportă motoarele termice la care randamentul producerii lucrului mecanic, $\eta_E$, rămâne practic neschimbat pentru o plajă foarte mare a încărcării (de circa 40 % din încărcarea nominală). Spre deosebire de acestea, instalaţiile de cogenerare cu turbine cu gaze, dar mai ales cele cu turbine cu abur cu contrapresiune, sunt sensibile la variaţia sarcinii, randamentul de producere a lucrului mecanic reducându-se mult o dată cu scăderea sarcinii. Caracteristica aceasta este foarte importantă pentru alegerea şi dimensionarea instalaţiilor de cogenerare de bază, corelat cu alura cererii de căldură şi de energie electrică a consumatorului. Cu cât instalaţia de cogenerare de bază este mai sensibilă la funcţionarea la sarcini parţiale, cu atât ea trebuie dimensionată pentru baza curbei de sarcină termică şi/sau electrică, în funcţie de regimul de dimensionare avut în vedere.

## 7. Efectele corelate ale diverşilor indicatori şi caracteristici tehnice

Analiza corelată şi simultană a diverşilor indicatori şi caracteristici tehnice specifice diverselor tehnologii de cogenerare, prezentate în tabelul 1, permite următoarele constatări:

- Ca instalaţii termice de vârf, toate tehnologiile apelează la cazane de vârf, CV, sau/şi la cazane cu postardere ori cu ardere suplimentară, cum este cazul instalaţiilor de cogenerare cu turbine cu gaze.
- Din punctul de vedere al puterii electrice nominale a unei instalaţii, cogenerarea cu turbine cu abur şi ciclul mixt gaze-abur presupun valorile cele mai ridicate, în medie peste circa 4-6 $MW_e$. Celelalte tehnologii sunt utilizabile practic în aceeaşi gamă de puteri electrice nominale; în cazul motoarelor termice însă valoarea maximă unitară este de circa 6 $MW_e$.
- În afara cogenerării cu TV, care permite folosirea oricărui tip de combustibil, toate celelalte tehnologii impun utilizarea gazului metan sau a combustibilului lichid uşor. În cazul motoarelor se foloseşte în mod curent şi biogazul.
- Randamentul nominal al producerii energiei electrice, $\eta_E$, este caracteristic fiecărei tehnologii. Pentru orice tehnologie, el este mult influenţat de efectul de scară al realizării echipamentului respectiv, după cum rezultă din figura 1.

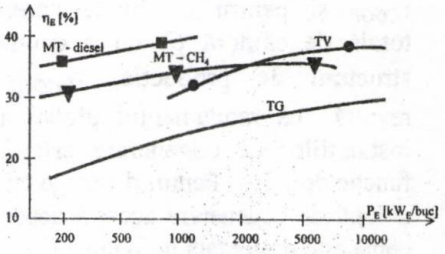



Fig. 1. Influenţa efectului de scară asupra randamentului producerii lucrului mecanic în instalaţiile de cogenerare.

- Randamentul nominal al producerii căldurii, în cazul instalaţiilor de cogenerare, se referă de fapt la randamentul cazanelor de abur, în cazul TVCP şi respectiv la cel al cazanelor recuperatoare, CR, sau al celor cu postardere, CRPA, ori cu ardere suplimentară, CRAS, pentru cazul TG ori MT. Pentru cazanele recuperatoare, $\eta_Q$ reprezintă de fapt gradul de reţinere a căldurii din gazele de ardere, considerate a fi răcite la 120-130°C. Pentru CRPA şi CRAS, randamentul $\eta_Q$ ţine seama de pierderile de căldură către mediul ambiant ale cazanului recuperator şi de cele datorate nearderii chimice complete a combustibilului. Ca urmare, valorile acestuia pentru temperatura de evacuare a gazelor de ardere la 120-130°C sunt mai ridicate decât ale unui cazan clasic. Randamentul cazanelor de vârf - $\eta_{CV}$ este similar cazanelor clasice cu instalaţii proprii de ardere.
- Randamentul total al instalaţiilor de cogenerare (fără CV), conform relaţiei (2), caracterizează producţia în cogenerare a celor două forme de energie - $E_{COGE}$ şi $Q_{COGE}$. Ţinându-se seama de raportul:

$$E_{COGE}/Q_{COGE}=y_{COGE}kWh_E/kWh_Q), \quad (3)$$

se remarcă dependenţa randamentului $\eta_{COGE}$ de $y_{COGE}$:

$$\eta_{COGE} = Q_{COGE} * \frac{y_{COGE}+1}{WB_{COGE}} =$$

$$= \alpha_{COGE} * Q * \frac{y_{COGE}+1}{WB_{COGE}}, \quad (4)$$

unde $\alpha_{COGE}$ arată structura producţiei de căldură la nivelul ansamblului centralei de cogenerare ($\alpha_{COGE} = Q_{COGE} / Q$, în care $Q$ este cantitatea totală de căldură produsă de centrală).

Deci pentru o tehnologie de cogenerare dată, caracterizată de $y_{COGE}$ şi pentru o anume cerere totală de căldură $Q$, cu o anume structură de producţie, $\alpha_{COGE}$, rezultă că randamentul global al instalaţiilor de cogenerare este în funcţie de $y_{COGE}$. Pentru diversele tehnologii de cogenerare această dependenţă este prezentată în figura 2 [2].

• Structura producţiei de energie în cogenerare - $y_{COGE}$ (conform relaţiei (3)) este principalul indicator tehnic de natură termodinamică pentru eficienţa energetică a instalaţiilor de cogenerare [3]. Valorile sale sunt prezentate în figura 3 [4]. Atât din tabelul 1, cât mai ales din figura 2, se constată că valorile nominale ale indicelui de structură a producţiei de energie în cogenerare, $y_{COGE}$, comparativ pentru diversele tehnologii, sunt:

$$(y_{COGE})_{TV} < (y_{COGE})_{TG} < (y_{COGE})_{MT} < (y_{COGE})_{TG/TV}. \quad (5)$$

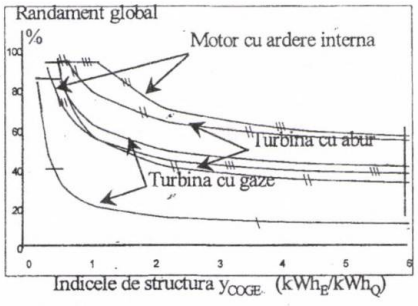



Fig. 2. Randamentul global al diverselor soluţii de cogenerare în funcţie de structura producţiei celor două forme de energie $y_{COGE}$.

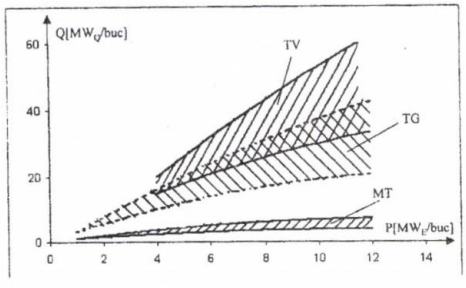



Fig. 3. Dependenţa puterii electrice de căldură propusă pentru tehnologiile de CMP.

**Aceasta are următoarea consecinţă** practică asupra alegerii tehnologiei de CMP, corelat cu structura cererii de energie, $y_c$, (unde $y_c = E/Q$, în $kWh_e/kWh_Q$, $E$ şi $Q$ fiind cererile la nivelul centralei de cogenerare); pe măsură ce un consumator are o structură a cererii caracterizată de o valoare mai mare a lui $y_c$, folosirea motoarelor termice sau a ciclului combinat gaze-abur poate fi mai justificată economic. Această concluzie poate suferi modificări însă, în funcţie de alura anuală simultană a curbelor de sarcină ale celor două forme de energie consumate şi de modul de dimensionare, respectiv de funcţionare ales [3].

• Structura de calcul al producţiei de căldură $\alpha$ :

$$\alpha = Q_{COGE} / Q, \quad (6)$$

în care:

$$Q = Q_{COGE} + Q_{CV}, \quad (7)$$

unde $Q$, $Q_{COGE}$ şi $Q_{CV}$ reprezintă cantităţile (nominale de calcul sau anuale) de căldură total produsă de centrala de cogenerare, respectiv de instalaţiile de cogenerare (în dependenţă de $E_{COGE}$) şi de instalaţiile termice de vârf.

Se spune, că pentru o anumită tehnologie de cogenerare (caracterizată de $y_{COGE}$) şi o anumită structură a producţiei de energie la nivelul centralei de cogenerare (caracterizată de $y_c = E/Q$), valoarea coeficientului de structură a producţiei căldurii din centrala respectivă va determina profilul tehnologic al acesteia. De altfel, pentru elementele de mai sus, odată alese valorile respective, valoarea lui $\alpha$ este univoc determinată, conform relaţiei [3]:

- pentru valoarea de calcul:

$$\alpha^c = \frac{y_c^c \cdot x_T^c \cdot x_r^c}{y_{COGE}^c}; \quad (8)$$

- pentru valoarea anuală:

$$\alpha^a = \frac{y_c^a \cdot x_T^a \cdot x_r^a}{y_{COGE}^a}, \quad (9)$$

unde $x_T$ şi $x_r$ reprezintă gradul de cogenerare ($x_T = E_{COGE}/E$), respectiv gradul de utilizare (de recuperare) a căldurii evacuată din ciclul de cogenerare ($x_r = Q_{COGE}/Q_{evac}$) în vederea utilizării sale.

Pentru ciclurile închise de cogenerare (cicluri cu abur sau gaze-abur), caracterizate prin recuperarea integrală a căldurii evacuate, $x_r = 1$, iar pentru ciclurile deschise (cele cu TG sau MT), $x_r < 1$.

Ţinând seama de relaţia (8) şi de inegalitatea (5), pentru aceleaşi valori ale lui $y_c^c, x_T^c$ şi $x_r^c$ rezultă şirul de inegalităţi:

$$(\alpha^c)_{TV} > (\alpha^c)_{TG} > (\alpha^c)_{MT} > (\alpha^c)_{TG/TV} \quad (10)$$

ceea ce înseamnă:

$$(Q_{COGE}^c)_{TV} > (Q_{COGE}^c)_{TG} > (Q_{COGE}^c)_{MT} > (Q_{COGE}^c)_{TG/TV}, \quad (11)$$

respectiv

$$(Q_{CV}^c)_{TV} < (Q_{CV}^c)_{TG} < (Q_{CV}^c)_{MT} < (Q_{CV}^c)_{TG/TV}.$$

Rezultă că modul de dimensionare, din punct de vedere termic, al centralelor de cogenerare diferă de la o tehnologie la alta, ceea ce va influenţa asupra eficienţei economice a acestora (ponderea investiţiilor şi a costurilor anuale de exploatare între instalaţiile de cogenerare şi instalaţiile termice de vârf). Toate acestea înseamnă de fapt stabilirea, pe baze tehnico-economice, a valorii optime a lui $\alpha^c$ pentru fiecare caz calculat în parte [5].

• Modul de alimentare a instalaţiilor de cogenerare depinde de:

- **tipul tehnologiei de cogenerare**: dacă aceasta permite funcţionarea după cererea de energie electrică sau nu. Astfel, TVCP nu pot funcţiona decât după cererea de căldură (în regim termic), pentru că puterea electrică produsă în cogenerare este strict dependentă de debitul momentan de căldură livrată (aici: $x_T = 1$ şi $x_r = 1$, deci: $\alpha^c = y_c^c / y_{COGE}^c = Q_{COGE}^c / Q^c$);

- **se acceptă, sau nu, revânzarea energiei electrice** produsă în excedent de centrala de cogenerare faţă de cererea respectivă;

- **alura curbelor simultane de variaţie a cererii** de căldură şi energie electrică;

**- valorile comparative ale costului specific** al producerii energiei electrice de către CMP, față de tariful de cumpărare a sa din sistemul electroenergetic.

Instalațiile de cogenerare cu TG și MT asigură o mai mare elasticitate între producția momentană de căldură și de energie electrică. Aceasta le permite să poată funcționa fie după cererea de căldură, fie după aceea de energie electrică. Ca urmare, ele pot fi dimensionate, de la caz la caz, fie după cererea de putere electrică, fie după cererea de căldură [15].

• Comportarea la sarcini parțiale are în vedere atât variația performanțelor tehnice ale instalațiilor de cogenerare în funcție de încărcare (ale $\eta_E$ și $\eta_{COGE}$), cât și limita minimă admisă a acesteia.

Dependența randamentului de producere a energiei electrice $\eta_E$ al unei instalații de cogenerare este determinată, în primul rând, de tehnologia de cogenerare adoptată, după cum rezultă din figura 4 [6]. În cazul cogenerării cu TG, aceasta este influențată și de tipul de reglaj adoptat pentru variația puterii electrice produse, după cum se vede în fig. 5 [7].

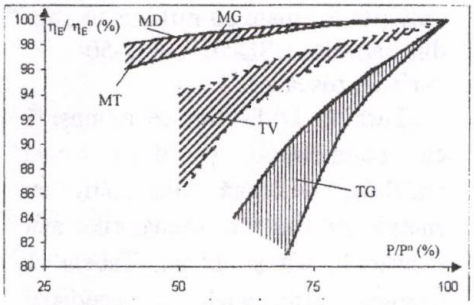



Fig. 4. Variația relativă a randamentului de producere a energiei electrice în funcție de încărcarea electrică relativă, pentru diversele instalații de CMP.

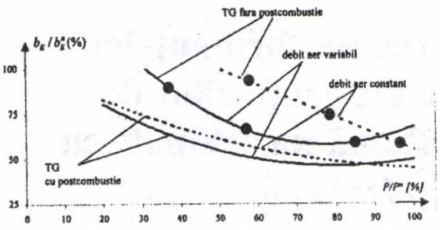



Fig. 5. Variația consumului specific relativ de combustibil pentru producerea energiei electrice, în funcție de încărcarea și de modul de reglare a sarcinii, în cazul TG.

În cazul motorului diesel, variația consumului specific de combustibil pentru producerea lucrului mecanic este mult influențată și de existența sau nu a supraalimentării, după cum rezultă din figura 6 [7].

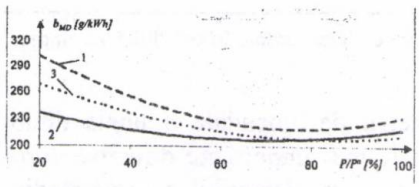



Fig. 6. Variația consumului specific de combustibil pentru producerea energiei electrice, în funcție de sarcină și de existența supraalimentării, în cazul motorului diesel – MD: 1 – motor nesupraalimentat; 2 – motor cu supraalimentare simplă; 3- motor cu supraalimentare cu compresie în două trepte și răcire intermediară.

## Concluzii

• CMP utilizează toate tehnologiile de cogenerare cunoscute, de la turbinele cu abur, la cele cu gaze sau motoarele cu ardere internă, până la ciclurile mixte gaze-abur.

• Performanțele economice ale soluțiilor de CMP sunt influențate de mai multe categorii de caracteristici tehnice, și anume:

a) specifice tehnologiei de cogenerare utilizată:

- natura combustibilului folosit;
- randamentele de producere a energiei electrice și a căldurii în instalațiile termice de vârf și dependența lor de efectul de scară și de gradul de încărcare față de capacitatea nominală;
- indicele de structură a producției de energie (indicele de cogenerare);
- gradul de recuperare (utilizare) a căldurii disponibile pentru alimentarea cu căldură;
- dependența între puterea electrică și debitul de căldură produse simultan în regim de cogenerare;

b) specifice ansamblului centralei de cogenerare:

- structura producției de energie la nivelul ansamblului centralei, determinată de fapt de structura cererii de energie a consumatorului;
- modul de dimensionare a capacității instalațiilor de cogenerare, după cererea de căldură sau după aceea de energie electrică;
- structura de calculare a producției de căldură (coeficientul de cogenerare de calcul) între instalațiile propriu-zise de cogenerare și instalațiile termice de vârf;
- randamentul global de producere a celor două forme de energie la nivelul centralei de cogenerare.

**BIBLIOGRAFIE**

[1] Athanasovici, V., Corre, O. Le., Tozerout, M., Brecq, G. *Thermoeconomic Analysis Method for Cogeneration Plants*, ECOS 2000.

[2] Athanasovici, V. Dumitrescu, I. S., Răducanu, C. *Metodă unitară de definire a indicatorilor tehnici caracteristici soluțiilor de cogenerare de mică și medie putere*, În: Energetica, 46, nr. 4, aprilie 1998, București.

[3] Athanasovici, V. *Cogénération de petite et moyenne taille en Roumanie*, În vol. SIENNE - 1999, Timișoara, Romania.

[4] Dumitrescu, I. S, Athanasovici, V. ș.a. *Cogenerarea de mică putere. Studii de caz în București.* Buletinul informativ RADET, nr. 2, 2001, București.

[5] Bucur, L. R. *Stadiul soluțiilor de producere combinată utilizând motoare termice, soluții tehnice, caracteristici de eficiență tehnico-economică*, Referat de doctorat, București, 1997.

[6] Porte, G. *Turbine a gaz*, Ecole de Techniques Avancees, Paris, 1987.

**Referent: dr. ing. Teodor Popa**

**(Primit la 13 aprilie 2001, acceptat la 5 iunie 2001 )**

# Opţiuni privind creşterea performanţelor energetice şi de mediu ale grupurilor de cogenerare urbană din România echipate cu turbine de tip DSL-50

conf. dr. ing. George DARIE*
ing. Otilia MARIN**

*Cogenerarea reprezintă una din soluţiile de producere a energiei electrice şi termice deosebit de atractive, atât din punctul de vedere al eficienţei, cât şi al impactului asupra mediului. Succesul aplicării cogenerării este însă condiţionat de performanţele echipamentelor care intră în dotarea unei centrale electrice de acest tip. În prezentul articol este tratat cazul centralelor de cogenerare din România echipate cu grupuri de tip DSL-50, având drept combustibil de bază cărbunele. În articol sunt evidenţiate elementele care conduc la o funcţionare necorespunzătoare a acestei categorii de centrale electrice. Pornind de la premisa că în continuare cărbunele va reprezenta unul din combustibilii de bază din România, sunt propuse o serie de soluţii pentru retehnologizarea şi modernizarea acestor unităţi, atât pe parte de turbină, cât şi pe parte de cazan de abur.*

Descriptori: cogenerare, turbine cu abur, cazane cu abur, ardere în pat fluidizat, impact asupra mediului

## 1. Cogenerarea - soluţie necesară de producere a energiei electrice şi termice

În România, peste 50 % din producţia de energie electrică este realizată în centrale termoelectrice (CTE) funcţionând pe combustibili fosili. La nivelul anului 2000 puterea instalată în această categorie de centrale electrice depăşea 12 000 MW, din care aproximativ 56 % pe cărbune (lignit şi huilă), iar restul pe hidrocarburi.

Una din particularităţile sistemului energetic românesc este prezenţa masivă a centralelor de cogenerare. Acestea au apărut îndeosebi după anul 1960, o dată cu dezvoltarea sistemelor urbane centralizate de încălzire şi a platformelor industriale mari consumatoare de abur. Astfel, peste 48 % din puterea electrică instalată în CTE corespunde unităţilor de cogenerare [1].

Deşi contestată în multe rânduri, cogenerarea trebuie să reprezinte în continuare o direcţie strategică în dezvoltarea sistemului energetic românesc. Acest lucru este mai important dacă se ţine seama de procesul de aderare a României la structurile Uniunii Europene. În acest sens se menţionează propunerea de amendare a uneia dintre cele mai importante directive europene din domeniul energie-mediu: Large Combustion Plants Directive, 88/609/EC [2]. Această propunere de amendare pune un accent deosebit pe cogenerare, ca fiind o soluţie viabilă de reducere a impactului asupra mediului. Astfel, pentru noile centrale termoelectrice va trebui să se studieze cu prioritate această soluţie şi să se aplice, dacă se dovedeşte fezabilă din punct de vedere tehnico-economic.

Cogenerarea se încadrează perfect şi în spiritul Protocolului de la Kyoto, pe care România l-a ratificat prin Legea nr. 3/2001. Economiile potenţiale de combustibil rezultate prin aplicarea cogenerării conduc în mod direct la reducerea emisiei de $CO_2$.

## 2. Aspecte privind utilizarea turbinelor de cogenerare de tip DSL-50

Succesul cogenerării, ca soluţie de producere a energiei electrice şi termice, este direct condiţionat de performanţele echipamentelor care intră în dotarea centralelor de acest tip. Din acest punct de vedere, centralele de cogenerare din România au un nivel de performanţă destul de redus. Astfel, concepţia de ansamblu şi instalaţiile principale (cazan, turbină) sunt uzate din punct de vedere moral. Ele corespund nivelului tehnologic al anilor '50 - '60. Randamentele de producere a energiei electrice pentru astfel de unităţi, bazate exclusiv pe cicluri cu abur cu parametri subcritici, nu pot depăşi, chiar în condiţii optime de funcţionare, limita de 40 %, indiferent de tipul combustibilului utilizat. În contrast, la ora actuală pe plan mondial sunt implementate tehnologii performante, mature din punct de vedere comercial, cum ar fi:

- cicluri convenţionale cu abur cu parametrii supracritici, cu randamente electrice de peste 45 %;
- centrale echipate cu instalaţii de turbine cu gaze, cu randamente electrice care pot depăşi 55 % (cazul ciclurilor combinate gaze-abur).

Randamentele menţionate au în vedere producerea energiei electrice exclusiv în regim de condensaţie pură, în regim de cogenerare aceste valori fiind sensibil mai ridicate.

Un exemplu elocvent privind starea centralelor de cogenerare din România este reprezentat de unităţile echipate cu turbine cu abur din familia DSL-50 (VPT-50-3 în varianta rusească).

Turbina DSL-50 este o maşină cu condensaţie şi două prize reglabile, destinată alimentării cu energie termică a consumatorilor atât industriali, cât şi urbani. Tabelul 1 prezintă principalele caracteristici funcţionale ale acestei turbine.

Varianta rusească, VPT-50-3, a servit în anii '50-'60 la echiparea unor centrale cum sunt: CET Brazi, CET Borzeşti, CET Bucureşti-Sud. Deşi s-a dovedit că această turbină este greoaie, cu mare consum de metal şi de concepţie învechită, totuşi, după anul 1960 s-a hotărât asimi-

* Universitatea POLITEHNICA, Bucureşti
** S.N. Transelectrica S.A.

*Tabelul 1*

**Caracteristici funcţionale ale turbinei cu abur DSL-50 (VPT-50-3)**

| Parametru | Valoare |
|---|---|
| Putere electrică la bornele generatorului, MW<br>• nominală în regim de condensaţie pură<br>• maximă în regim de cogenerare industrială<br>• maximă în regim de cogenerare urbană | <br>50<br>65<br>55 |
| Presiune abur viu la intrare, bar | 127,4 |
| Temperatură abur viu la intrare, °C | 565 |
| Debit maxim de abur la intrare, t/h | 386 |
| Debit maxim de abur în condensator, t/h | 155 |
| Presiune la priza industrială, bar | 10 ... 16 |
| Presiune la priza urbană, bar | 1,7 ... 2,5 |

larea acesteia de către industria românească constructoare de maşini. Argumentul hotărâtor a fost reprezentat de faptul că documentaţia se obţinea practic gratuit şi în termen scurt [3].

Primele turbine româneşti de acest tip, având indicativul DSL-50, au fost realizate la Reşiţa, producţia mutându-se ulterior la Bucureşti, la Întreprinderea de Maşini Grele (IMGB). O dată cu mutarea la Bucureşti a intrat în fabricaţie o nouă variantă, DSL-50-1, caracterizată prin:

- reducerea temperaturii aburului viu la intrare până la 535 °C;
- eliminarea ventilului de suprasarcină;
- eliminarea primelor două trepte de presiune din corpul de înaltă presiune.
- rotor monobloc la corpul de joasă presiune.

De-a lungul timpului, turbina DSL-50 a manifestat o serie de carenţe în funcţionare, datorate atât concepţiei constructive, cât şi modului în care a fost utilizată în diferite aplicaţii. În cele ce urmează vor fi detaliate o serie dintre aceste aspecte.

**I.** Turbina DSL-50 este în principal o maşină destinată alimentării cu abur a consumatorilor industriali. Posibilitatea de a asigura căldura necesară termoficării urbane trebuie privită ca o opţiune secundară. În sprijinul acestei afirmaţii se menţionează capacitatea de înghiţire relativ redusă a corpului de medie presiune (în jur de 230-240 t/h pentru o presiune la priza industrială de 16 bar) în comparaţie cu debitul maxim de abur care poate fi admis în turbină. În consecinţă, debitul de abur care poate fi extras la priza urbană nu poate depăşi 160 t/h. Ca o concluzie, se poate afirma că o utilizare optimă a turbinei DSL-50 este condiţionată de existenţa unui important consumator industrial de abur. De altfel, în primele aplicaţii această condiţie a fost respectată (cazul CET Brazi, CET Bucureşti-Sud, CET, Govora etc.).

La ora actuală, un număr însemnat de grupuri echipate cu turbine de tip DSL-50 nu mai sunt compatibile cu schimbările apărute în structura cererii de energie termică. Sarcina la prizele industriale a scăzut dramatic datorită atât diminuării activităţii economice, cât şi apariţiei unor surse alternative de abur. În consecinţă, aceste turbine sunt în situaţia de a lucra cu corpul de înaltă presiune descărcat şi implicit cu randamente interne scăzute.

**II.** Turbina DSL-50 se caracterizează printr-o schemă învechită şi neperformantă de preparare a apei fiebinţi din reţeaua de termoficare, fiind dotată cu o singură treaptă, corespunzătoare schimbătorului de căldură alimentat de la priza urbană. Instalaţiile moderne sunt echipate cu două prize de cogenerare urbană, generând un indice de termoficare net superior.

**III.** Din cele prezentate mai sus se poate trage o primă concluzie: turbinele cu abur de tip DSL-50 nu reprezintă o soluţie fericită pentru alimentarea exclusivă a consumatorilor urbani. Totuşi, din păcate se pot menţiona o serie de unităţi de acest tip care, încă din faza de montaj, au fost destinate practic doar pentru a furniza căldură către populaţie: CET Braşov, CET Bacău, CET Iaşi 2, CET Arad. Se menţionează faptul că ultimul grup de acest tip a fost pus în funcţiune în 1997, la CET Bacău, într-un moment în care dispăruseră constrângerile şi impunerile existente înainte de 1989.

**IV.** Spre deosebire de majoritatea turbinelor destinate cogenerării urbane, DSL-50 a fost concepută cu o coadă de condensaţie relativ redusă din punctul de vedere al capacităţii de trecere a aburului. Este recunoscut faptul că randamentul de producere a energiei în regim de condensaţie pură la turbinele de cogenerare este redus, ca urmare a funcţionării cu corpurile de înaltă şi medie presiune descărcate.

## 3. Aspecte privind funcţionarea centralelor de cogenerare funcţionând pe lignit

Începând cu anii '70 au fost intensificate preocupările legate de utilizarea pe scară cât mai largă în CTE a lignitului autohton. O consecinţă a acestei politici este dezvoltarea unor centrale de cogenerare funcţionând pe lignit, echipate cu turbine de tip DSL-50 sau derivate din aceasta (DKUL-50, DKU-50). După anul 1985 au fost puse în funcţiune peste 14 unităţi de acest tip.

Una din componentele principale ale acestei categorii de grupuri este cazanul de abur, fabricat de Vulcan Bucureşti, ale cărui caracteristici tehnice principale sunt prezentate în tabelul 2 [3].

*Tabelul 2*

**Caracteristici tehnice ale cazanului de abur pe lignit aferent turbinelor de tip DSL-50**

| Parametru | Valoare |
|---|---|
| Debit nominal, t/h | 420 |
| Presiune abur, bar | 137,3 |
| Temperatură abur, °C | 540 |
| Consum orar de combustibil[1], t/h | 183 |
| Randament[1], % | 85,5 |

[1] Pentru combustibil cu putere calorifică inferioară de 6480 kJ/kg.

Cazanul este cu circulaţie naturală pe parte de agent apă-abur, caracterizându-se printr-o inerţie termică relativ ridicată.

În ceea ce priveşte acest tip de cazan, pot fi menţionate două aspecte negative importante:

**I.** Cazanul are un minim tehnic deosebit de ridicat de aproximativ 210 t/h. Acest fapt influenţează negativ funcţionarea unui număr

important de grupuri. Astfel, pentru o serie de amplasamente, în perioada sezonului cald cererea de căldură impune un debit de abur necesar la intrarea în turbină mai mic decât minimul tehnic al cazanului (în condiţiile în care se doreşte evitarea funcţionării în regim de condensaţie). În acest caz, singura soluţie rămâne oprirea unităţii şi acoperirea cererii de căldură cu ajutorul unor cazane de apă fierbinte. În acest mod dispar avantajele oferite de cogenerare.

**II.** Impactul produs asupra mediului şi îndeosebi asupra atmosferei de către cazanele de abur care funcţionează pe lignit este deosebit de ridicat. Se menţionează următoarele aspecte:

- nu există echipamente specializate pentru reducerea emisiei de $SO_2$;
- singura soluţie aplicată la ora actuală pentru reducerea emisiei de oxizi de azot este reprezentată de arzătoarele cu $NO_X$ redus.

Legislaţia de mediu în vigoare la ora actuală în România este deosebit de îngăduitoare, permiţând funcţionarea acestor categorii de echipamente. Totuşi, capacităţile de producţie din CTE trebuie să ţină seama de condiţiile pe care România trebuie să le îndeplinească în vederea aderării la Uniunea Europeană. În acest sens se subliniază necesitatea alinierii la cerinţele principalelor Directive din domeniu, în vigoare în ţările UE:

- Integrated Pollution Prevention and Control (IPPC) Directive - 96/61/EC;
- Large Combustion Plants (LCP) Directive - 88/609/EC.

Pentru exemplificare, în tabelul 3 este prezentată concentraţia de $SO_2$ din gazele de ardere pentru o serie de centrale în comparaţie cu limitele UE [4].

Pentru centralele existente, alinierea României la legislaţia de mediu din Uniunea Europeană va implica una din următoarele consecinţe:

- reducerea numărului anual de ore de funcţionare;
- necesitatea de echipare cu instalaţii performante de limitare a emisiilor de poluanţi atmosferici.

*Tabelul 3*

**Concentraţia de $SO_2$ din gazele de ardere pentru o serie de centrale pe lignit (medii anuale - anul 1999)**

| Centrala | Unitatea nr. | Concentraţia de $SO_2$, $mg/m^{3*}$ | Limita maxim admisibilă[1], $mg/m^{3*}$ |
|---|---|---|---|
| Braşov | 1 + 2 | 8309 | 400 |
| Arad 2 | 1 | 5220 | 1080 |
| Bacău | 1 | 3158 | 1080 |

* $m^3$ în condiţii normale de presiune şi temperatură (pentru toată lucrarea).

[1] Conform propunerii de revizuire a Directivei LCP [3]

Din cele prezentate în secţiunile 3 şi 4 se poate constata că centralele de cogenerare pe cărbune echipate cu turbine cu abur de tip DSL-50 sunt departe de a atinge cerinţele minime atât din punctul de vedere al eficienţei, cât şi al impactului asupra mediului. Totuşi, trebuie ţinut seama că o mare parte din aceste centrale au fost puse în funcţiune în ultimii 15 ani, având în general o durată remanentă de viaţă relativ mare. Pentru exemplificare, în tabelul 4 sunt prezentaţi anii de punere în funcţiune.

*Tabelul 4*

**Anii de punere în funcţiune a unor grupuri pe cărbune echipate cu turbine cu abur de tip DSL-50**

| Centrala | Unitatea nr. | Anul de punere în funcţiune |
|---|---|---|
| Iaşi 2 | 1 | 1986 |
| Suceava | 1 | 1987 |
| | 2 | 1988 |
| Braşov | 1 | 1991 |
| | 2 | 1995 |
| Arad 2 | 1 | 1992 |
| Bacău | 1 | 1997 |

Ţinând seama de starea economică actuală, România se află în poziţia de a gestiona cu maximă atenţie toate avuţiile interne, inclusiv centralele electrice existente şi rezervele interne de combustibil. În ciuda problemelor pe care le pun, centralele electrice existente nu pot fi abandonate în întregime. Instalarea de noi capacităţi (de exemplu instalaţii de turbine cu gaze, cicluri combinate) este absolut necesară, dar trebuie efectuată cu mult discernământ, pentru a nu afecta şi mai mult balanţa de plăţi a României. În acest context:

- cărbunele autohton trebuie să reprezinte în continuare o soluţie de bază pentru sectorul de producere a energiei electrice şi termice;
- centralele existente, care sunt departe de a fi atins durata normată de viaţă, trebuie modernizate şi retehnologizate. Condiţia este ca aceste activităţi să aducă centralele respective la nivelul exigenţelor europene din punctul de vedere al eficienţei şi al impactului asupra mediului.

În lumina celor de mai sus, în cele ce urmează sunt parcurse, pe scurt unele soluţii de modernizare şi retehnologizare a unităţilor de cogenerare echipate cu turbine de tip DSL-50, atât pe parte de turbină, cât şi de cazan.

## 4. Soluţii de modernizare a turbinei DSL-50

În cadrul modernizării turbinei DSL-50 principalele eforturi trebuie îndreptate în sensul:

- creşterii cantităţii de căldură posibil a fi livrată către apa din reţeaua de termoficare urbană;
- îmbunătăţirii schemei de preparare a apei fierbinţi din reţeaua de termoficare;
- îmbunătăţirii sistemului de reglare a turbinei.

Aceste aspecte au fost deja îndelung studiate în ultimii 10-15 ani*) menţionându-se, în acest sens, următoarele propuneri, care implică o serie de modificări ale corpului de medie presiune:

- creşterea capacităţii de înghiţire a corpului de medie presiune prin utilizarea, la intrarea în această zonă a turbinei, a unor trepte cu palete de lungime superioară;
- transformarea prizei fixe numărul 3 (poziţionată în corpul de medie presiune) în priză de cogenerare şi introducerea unui al doilea schimbă-

*) Alexe, F. Darie, G. Analiză privind oportunitatea şi fezabilitatea unei maşini DSL 60/75 având la bază paletajul maşinii DSL-50, contract UPB-ISPE, nr. 5-9-45/1989.

tor de căldură pe traseul apei din reţeaua de termoficare alimentat cu abur din acest punct. Pe parte de apă de reţea acest schimbător va fi înseriat cu cel existent.

Aceste propuneri au la bază structura actuală a turbinei DSL-50 şi nu necesită modificări ale fundaţiei. În schimb, datorită creşterii puterii electrice posibil a fi produsă până la peste 70 MW, trebuie reconsiderat modul de dimensionare şi eventual înlocuit generatorul electric.

Lipsa unui interes real din partea fostului Minister al Energiei, ulterior RENEL, a determinat stoparea acestor studii. Totuşi, se poate afirma că pe plan local există potenţial tehnic pentru modernizarea turbinei DSL-50 în condiţii de eficienţă economică.

## 5. Soluţii pentru cazanele de abur pe cărbune aferente turbinelor de tip DSL-50

După cum s-a precizat mai sus, actualele cazane pe lignit (inclusiv cele care echipează unităţile de tip DSL–50) se caracterizează printr-un impact ridicat asupra mediului şi printr-o incompatibilitate cu o serie de regimuri de funcţionare ale acestora.

Din punctul de vedere al impactului asupra mediului, principala problemă este reprezentată de nivelul ridicat al emisiei de $SO_2$. Unele procedee de desulfurare uscată (cu eficienţe de desulfurare de maximum 60 %) introduse la cazanele actuale nu pot asigura concentraţii de $SO_2$ în gazele de ardere la nivelul cerinţelor europene. Se menţionează, de asemenea că o instalaţie de desulfurare umedă, cu eficienţe care pot atinge 90 %, este dificil de implementat, în principal din lipsa unor spaţii disponibile pe amplasamentele existente.

O variantă care poate rezolva atât problemele de mediu, cât şi pe cele de armonizare cu regimurile de funcţionare ale turbinei, este înlocuirea cazanului existent cu unul cu ardere în pat fluidizat atmosferic circulant (AFBC).

În timpul arderii, cărbunele este menţinut în interiorul unui pat format din particule aflate în suspensie. Metoda permite un bun amestec între combustibil şi aerul de ardere, şi implicit un bun randament al combustiei. Avantajele oferite de AFBC sunt:

- temperatura în focarul cazanului este menţinută constantă în intervalul 800 ... 900 $^0$C. Acest interval este favorabil reducerii emisiei de $SO_2$ prin injecţia unui absorbant pe bază de calciu;
- nivelul de temperatură relativ scăzut din focar nu favorizează dezvoltarea unor emisii semnificative de $NO_X$;
- AFBC este flexibil în exploatare, el putând funcţiona la sarcini parţiale de până la 30 % din capacitatea nominală;
- AFBC este foarte puţin pretenţios din punctul de vedere al calităţii şi compoziţiei combustibililor folosiţi.

Pe plan mondial, utilizarea AFBC pentru retehnologizarea centralelor existente este în stadiul de a depăşi etapa demonstrativă şi de a intra în cea comercială. În tabelul 5 sunt prezentate două realizări de acest tip [6].

În urma acestui tip de retehnologizare sunt de aşteptat concentraţii de $SO_2$ şi $NO_X$ în gazele de ardere evacuate în atmosferă sub 200 mg/m$^3$. Aceste valori pot satisface cele mai severe norme impuse de legislaţia UE. Ele sunt perfect realizabile, fiind atinse în timpul operării centralei Emile Huchet.

Actualul cazan de abur este puternic supradimensionat. În consecinţă, debitul nominal al noii instalaţii va coborî, probabil, spre 350-370 t/h, în funcţie de modificările pe care le va suferi turbina cu abur.

*Tabelul 5*

**Exemple de utilizare a AFBC pentru retehnologizarea unor centrale electrice existente**

| Amplasament | Putere electrică a unităţii, MW | An retehnologizare | Debit de abur cazan, t/h | Cost retehnologizare, milioane EURO |
|---|---|---|---|---|
| Emile Huchet, Franţa | 125 | 1990 | 367 | 31 |
| Gardanne, Franţa | 250 | 1995 | 700 | 180 |

## Concluzii

Centralele pe cărbune din România echipate cu turbine cu abur de tip DSL-50 se confruntă cu probleme atât din punctul de vedere al eficienţei în funcţionare, cât şi al impactului asupra mediului. Ţinând seama de durata remanentă de viaţă relativ mare, nu este raţională dezafectarea şi renunţarea la acestea, mai ales în condiţiile în care se doreşte utilizarea la maximum a resurselor interne de lignit.

În concluzie, în astfel de situaţii este necesară retehnologizarea şi modernizarea acestor centrale în vederea atingerii standardelor europene. În acest sens, pe lângă modificările constructive care pot fi aduse turbinei, se reţine opţiunea de a înlocui cazanul existent cu unul performant, cu arderea cărbunelui în pat fluidizat atmosferic. Soluţiile definitive în ceea ce priveşte acţiunea de retehnologizare trebuie să rezulte, evident, pe baza unor calcule tehnico-economice.

**BIBLIOGRAFIE**


[1] * * * *Opportunities meant to attract priate investors*, S.C. Termoelectrica S.A., Bucureşti, 1999.

[2] * * * *Common position adopted by the Council on 9 November 2000 with a view to the adoption of a Directive of the European Parliament and of the Council on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from large combustion plants*, document C5 - 0562/2000, noiembrie 2000.

[3] * * * *Electrificarea în România, 1951 - 1992*, Editura Tehnică, Bucureşti, 1996.

[4] Marin, O. *Optimizarea dezvoltării capacităţilor de producere a energiei electrice şi termice*. UPB, Bucureşti, octombrie 2000.


**Referent: ing. Stelian Oprescu – S.C. ICPET S.A.**

**(Primit la 27 aprilie 2001, acceptat la 14 iunie 2001)**

# Concept de conducere operativă a sistemului de termoficare aferent unui centru urban

ing. Ovidiu APOSTOL *
ing. Mihai DINCĂ*
ing. Carmen DRAGOTĂ*
ing. Mariana BĂLĂUȚĂ *

*Conceptul de conducere operativă prevede monitorizarea şi conducerea operativă prin dispecer a unui sistem de termoficare urban conţinând surse de agent termic (CET, CT), puncte termice (urbane, industriale şi sere), noduri termice şi centrale de cvartal.*

*Soluţia se bazează pe implementarea unui sistem SCADA de mari dimensiuni, organizat ierarhic pe trei niveluri, flexibil, extensibil şi modular, conform obiectivelor tehnologice şi funcţiilor de monitorizare/comandă-reglare, care permit realizarea sa în mai multe etape.*

*Sistemul de comunicaţie asigură schimbul de date între toate nivelurile sistemului; în funcţie de cantitatea de date transmise sunt stabilite mijloacele de transport informaţional prin circuite telefonice închiriate sau linii comutate, prin fibră optică, comunicare radio sau prin sisteme de cablu TV.*

Descriptori: termoficare, conducerea operativă, dispecer, echipament de achiziţie şi preluare date

## Introducere

Sistemele de termoficare aferente centrelor urbane sunt ansambluri tehnologice complexe de instalaţii termoenergetice, destinate alimentării cu energie termică (produsă în principal în regim de cogenerare) a consumatorilor de căldură urbani şi industriali.

Sistemul de termoficare este compus din surse de căldură, sistemul de transport, alcătuit din conducte de transport, agent termic primar plus noduri termice pentru separarea tronsoanelor de conducte, şi sistemul de distribuţie, alcătuit din puncte termice urbane sau industriale şi conducte secundare de distribuţie.

Complexitatea sistemului de termoficare şi volumul de date necesar a fi dispecerizate pot fi exemplificate pentru municipiul Bucureşti, care reprezintă un sistem deosebit de vast, ce alimentează peste 9000 blocuri de locuinţe cu 572000 apartamente locuite de 1450000 persoane, circa 4000 instituţii şi unităţi economice, obiective social-culturale, precum şi 200 ha sere.

Sistemul de termoficare al Municipiului Bucureşti acoperă circa 70% din consumul de căldură al oraşului.

În marea lor majoritate, sistemele de termoficare din ţară nu dispun de echipamente moderne de achiziţie şi prelucrare a datelor pentru dotarea sistemului de dispecerizare, ducând la efecte negative în procesul de conducere operativă.

În cele ce urmează se propune un concept de realizare a conducerii operative a sistemului de termoficare aferent unui centru urban prin intermediul unui sistem de dispeceri echipaţi cu echipamente dedicate de calcul.

## 1. Obiectivele generale

Obiectivele generale ale implementării unui sistem de supraveghere şi conducere a unui sistem de termoficare urbană sunt:

- furnizarea în timp real a datelor din procesul tehnologic, care să permită luarea unor decizii rapide şi corecte;
- creşterea eficienţei economice prin promovarea metodelor şi tehnicilor moderne de achiziţie a datelor;
- funcţionarea optimă a întregului sistem;
- îmbunătăţirea calităţii serviciilor în raport cu consumatorii;
- prelungirea duratei de viaţă a instalaţiilor de termoficare ;
- depistarea operativă a pierderilor în reţeaua de termoficare;
- îmbunătăţirea interfeţei tranzacţionale cu furnizorii şi consumatorii de agent termic;
- optimizarea distribuţiei de agent termic pe magistrale;
- optimizarea funcţionării punctelor termice.

## 2. Funcţiile sistemului de conducere operativă

Sistemul dispecer de conducere operativă va îndeplini următoarele funcţii:

- **funcţii operative** (supravegherea, operarea, reglarea, comanda, protecţia şi funcţia de ghid operator);
- **funcţii semioperative** (autodiagnoza, mentenanţa, configura-

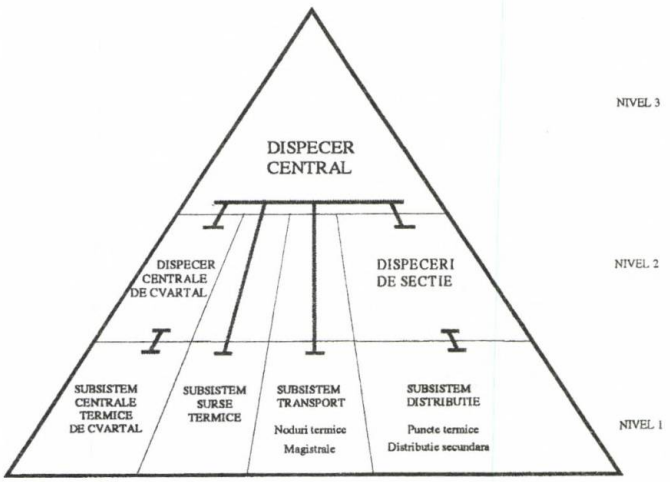



Fig. 1. Dispecer de conducere a unui sistem de termoficare mare.

* S.C. ISPE S.A. Bucureşti

bilitatea on-line a sistemului) ;

- **funcţii neoperative** (documentarea, arhivarea, protocolarea şi optimizarea off-line).

Pentru un sistem de termoficare mare (de exemplu Municipiul Bucureşti), sistemul de conducere prin dispecer se organizează pe trei niveluri de conducere (fig. 1):

- **nivelul 1,** de automatizare, care cuprinde :
  - sursele de căldură (CET-uri şi CT-uri);
  - punctele termice (urbane, industriale, sere);
  - nodurile termice;
  - centralele termice de cvartal;
- **nivelul 2,** de conducere, care cuprinde:
  - dispecerele de secţie pentru conducerea punctelor termice;
  - dispecerul mecano-energetic pentru conducerea centralelor termice de cvartal;
- **nivelul 3,** de conducere al dispecerului central.

Pentru un sistem de termoficare mai mic nivelurile 2 şi 3 se suprapun (fig. 2).

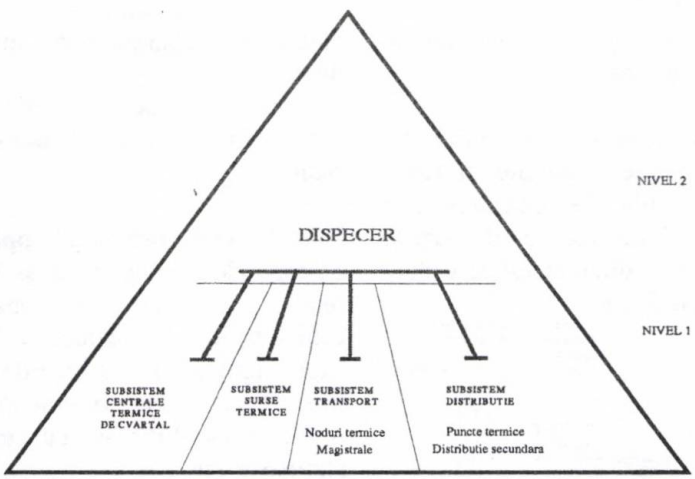



Fig.2. Dispecer de conducere operativă a unui sistem de termoficare mic.

## 2.1. Funcţiile subsistemelor de la nivelul 1

Echipamentele de achiziţie de date de la nivelul 1 se cuplează direct cu aparatura de măsură locală pentru a transmite aceste date dispecerului de secţie aferent.

Acest nivel trebuie să îndeplinească următoarele funcţii:

- să asigure interfaţa dintre proces şi sistemul de conducere prin achiziţia automată din procesul tehnologic a mărimilor necesare conducerii sistemului de termoficare;
- să poată îndeplini funcţii de comandă şi protecţie;
- să efectueze prelucrări primare, calcule, corecţii;
- să comunice cu nivelul superior prin protocoale standardizate.

## 2.2. Funcţiile dispecerilor de secţie

Dispecerii de secţie trebuie să asigure :

- conducerea operativă a punctelor termice arondate, inclusiv supravegherea parametrilor de livrare a agentului termic la consumatori;
- optimizarea funcţionării punctelor termice din punctul de vedere al echilibrului reţelei primare;
- depistarea operativă a pierderilor şi defecţiunilor din cadrul reţelei secundare aferente dispecerului;
- gestiunea consumurilor cantitative ;
- furnizarea datelor pentru funcţia de ghid operator pe termen mediu şi lung;
- comunicaţia cu nivelul punctelor termice;
- comunicaţia cu nivelul superior (dispecerul central de conducere).

## 2.3. Funcţiile dispecerului mecano-energetic

În cadrul dispecerului mecano-energetic sunt centralizate datele referitoare la funcţionarea centralelor termice de cvartal, care au structura unor surse termice. Dispecerul mecano-energetic trebuie să asigure:

- conducerea operativă a funcţionării centralelor termice de cvartal, inclusiv a sistemului de distribuţie a agentului termic de încălzire şi a apei calde menajere furnizate la abonaţi;
- furnizarea datelor pentru funcţia de ghid operator pe termen mediu şi lung;
- comunicaţia cu nivelul inferior de achiziţionare la nivelul centralelor termice de cvartal ;
- comunicaţia cu nivelul superior al dispecerului central.

## 2.4. Funcţiile dispecerului central

Dispecerul central trebuie să asigure :

- conducerea operativă a întregului sistem de termoficare al municipiului Bucureşti;
- centralizarea datelor culese din punctele termice (prin intermediul dispecerilor de secţie) şi de la centralele termice de cvartal (prin intermediul dispeceratului mecano-energetic);
- centralizarea datelor direct de la nodurile termice şi de la surse (centrale termice şi termoelectrice);
- optimizarea distribuţiei agentului termic pe magistrale, în funcţie de disponibilitatea utilajelor;
- depistarea operativă a pierderilor şi defecţiunilor din cadrul reţelei primare;
- optimizarea manevrelor în sistem;
- furnizarea datelor pentru funcţia de ghid operator pe termen mediu şi lung;
- optimizarea consumurilor de energie electrică pentru pomparea agentului termic;

- optimizarea funcţionării sistemului de termoficare în vederea reducerii pierderilor şi a consumurilor specifice.

## 3. Arhitectura sistemului de conducere operativă

Sistemul de supraveghere şi conducere operativă al unui sistem de termoficare mare, cum ar fi cel pentru Municipiul Bucureşti, este un sistem complex, de dimensiuni foarte mari, ce poate culege, prelucra şi transmite în timp real peste 60 000 parametri din instalaţiile dispersate pe toată aria oraşului.

Sistemul de conducere operativă va avea caracteristicile unui sistem SCADA (Supervisory Control And data Acquisition) şi va fi organizat pe următoarele niveluri de conducere:

**Nivelul 1, de automatizare,** care cuprinde :

- nouă surse de căldură (CET-uri şi CT-uri);
- 1204 puncte termice (urbane, industriale, sere);
- 80 noduri termice;
- 45 centrale termice de cvartal.

**Nivelul 2, de conducere,** care cuprinde:

- 10 dispecere de secţie pentru conducerea punctelor termice;
- un dispecer mecano-energetic pentru conducerea centralelor termice de cvartal.

**Nivelul 3, aferent dispecerului central.**

Arhitectura sistemului de supraveghere şi conducere operativă a sistemului de termoficare va cuprinde următoarele subsisteme:

- subsistemul achiziţiei de date;
- subsistemul de comunicaţie;
- subsistemul interfeţei operator.

În figura 3 se prezintă o arhitectură pentru un sistem dispecer de secţie.

**3.1. Subsistemul achiziţiei de date** corespunde nivelului 1 de automatizare şi constă din echipamente de achiziţie date (EAD-uri), capabile să funcţioneze independent sau subordonat echipamentului de la nivelul ierarhic superior.

Având în vedere că în cadrul investiţiei se pot achiziţiona, etapizat, echipamente de achiziţie date de la diverşi furnizori, este esenţială condiţia de compatibilitate hard şi soft dintre aceste echipamente EAD şi:

- instalaţia de automatizare din obiectivele tehnologice;
- echipamentele subsistemului de comunicaţie;
- echipamentele de la nivelul ierarhic superior.

**3.2. Subsistemul de comunicaţie** pune probleme deosebite în realizarea sistemului de conducere, atât din punctul de vedere al alegerii soluţiei, cât şi din punctul de vedere al realizării fizice.

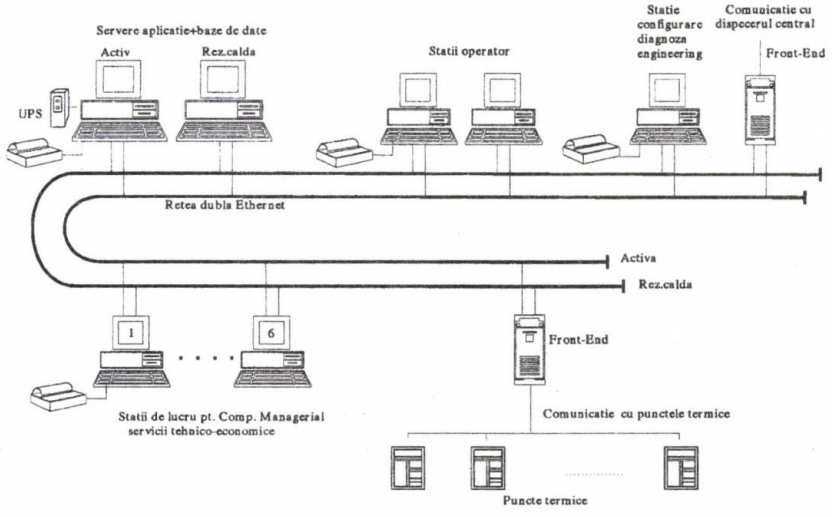



Fig. 3. Configuraţia echipamentului de calcul de la nivelul dispecerului de secţie.

La alegerea soluţiei de comunicaţie se va ţine seama de:

- aria geografică pe care trebuie să o deservească;
- locul de amplasare şi interfaţa cu echipamentele de achiziţie date;
- fiabilitatea şi securitatea impusă tronsonului;
- volumul de informaţii ce se doreşte să fie vehiculat pe fiecare tronson;
- costul implementării soluţiei raportat la cantitatea de informaţie vehiculată pe suportul nou implementat.

În funcţie de soluţia aleasă suportul fizic în cadrul legăturilor interne poate fi cablu telefonic închiriat sau comutat, fibră optică, unde radio, satelit etc.

Modalităţile de transmitere a datelor între nivelul de achiziţie date şi dispeceri sunt:

- transmisia datelor prin polling (de la DS/DC la automate programabile-AP) ;
- transmisia prin excepţie (de la AP la DS / DC) ;
- transmisie la un moment dat (de la AP la DS / DC) ;
- transmisie directă între două automate programabile independente ;
- transmisie de tip "stochează şi retransmite" (în cazul transmisiei radio).

**3.3. Nivelul interfeţei operator** corespunde nivelurilor 2 şi 3, aferente dispecerilor, şi va consta din echipamente de calcul destinate supravegherii şi conducerii operative. Acestea vor fi conectate în reţele locale Ethernet cu structură **client-server.**

Interfaţa operator la nivelul dispecerilor va fi interactivă, de tip Windows, în totalitate grafică şi dinamică şi se va caracteriza prin înaltă rezoluţie şi răspuns rapid. În zona activă a ecranului se pot apela:

- afişarea de scheme grafice, reprezentând părţi din instalaţia tehnologică pe care sunt puse în evidenţă valorile curente ale unor parametri analogici şi reprezentarea simbolică a stării mărimilor binare;

- afişarea alarmelor şi evenimentelor din proces;
- transmiterea în proces a comenzilor date de la consola operator;
- analiza evoluţiei în timp real a parametrilor din proces, grupaţi tehnologic, sub formă de grafice;
- analiza funcţionării instalaţiei aferente pe baza arhivării mărimilor importante;
- contorizarea timpilor de funcţionare pentru utilajele importante.

De asemenea operatorul poate solicita o funcţie neoperativă, cum ar fi:

- editarea de protocoale cu valori curente, de tură/zi/săptămână/lună/an;
- editarea evoluţiei unor mărimi din istoria de valori curente, de evenimente şi timpi funcţionare utilaje;
- exportul de date către o altă aplicaţie realizată de altă firmă, care rulează sub sisteme de operare din familia Windows.

## 4. Realizarea etapizată a investiţiei

Sistemul dispecer de supraveghere şi conducere operativă a sistemului de termoficare trebuie conceput ca un sistem distribuit de conducere atât din punctul de vedere al funcţiilor, cât şi din punctul de vedere al echipamentelor.

Avantajul incontestabil al unui astfel de sistem este acela al posibilităţilor de realizare etapizată, neexistând interdependenţe funcţionale pe orizontală în cadrul diferitelor niveluri de automatizare; el este totodată un sistem deschis, care permite dezvoltări ulterioare.

Pentru realizarea unui sistem informaţional coerent şi asigurarea caracterului ierarhizat al acestuia este necesară acoperirea tuturor celor trei niveluri.

Ţinând cont de strategia de dezvoltare promovată de beneficiar, de posibilitatea obţinerii fondurilor de investiţii şi de asigurarea funcţionalităţii sistemului de dispecer, dezvoltarea sistemului a fost concepută ca un ansamblu de module, ceea ce îi conferă flexibilitate în realizarea etapizată.

## Concluzii

### Strategii de dezvoltare a sistemului de termoficare

Realizarea investiţiei se va încadra în strategia generală de dezvoltare a sistemului de termoficare. Strategiile de dezvoltare includ trei faze distincte: pe termen scurt, pe termen mediu şi termen lung, şi cuprind:

- strategii la consumatori;
- strategii în transport şi distribuţie;
- strategii în producerea energiei termice.

Politica financiară este esenţială în vederea obţinerii fondurilor de investiţii.

Ţinând cont de strategiile de dezvoltare a sistemului de termoficare, de posibilitatea obţinerii fondurilor de investiţie şi de asigurarea funcţionalităţii sistemului de dispecer, sistemul va fi conceput ca un ansamblu de module, care să-i confere flexibilitate în realizarea etapizată.

**Măsurătorile tranzacţionale** reprezintă un program important, care poate fi dezvoltat de sine stătător şi care va trebui să asigure, în prima etapă, măsurătorile de la surse pentru completitudinea sistemelor de conducere.

Contorizările la consumatori se vor integra în sistemul de dispecerizare, datele respective fiind transmise mai departe în sistemul de management economico-financiar.

**Programele de reabilitare a instalaţiilor de termoficare** trebuie coordonate cu realizarea sistemului dispecer; acestea sunt:

- montarea conductelor preizolate prevăzute cu sisteme de detecţie a spargerilor;
- măsurători tranzacţionale;
- montarea vanelor în nodurile termice;
- retehnologizarea punctelor termice;
- modernizarea centralelor de cvartal.

**BIBLIOGRAFIE**

[1] IDC (Instrument Data Communications), SCADA and Telemetry Systems for Industry.

[2] Johannesen, W. *Automatic control in district heating networks.* ABB Network Management.

[3] Striebel, D. *Regelung und Steuerung Heitztechnischer Anlagen,* ATP 95.

La elaborarea articolului au fost folosite şi următoarele lucrări:

1. * * * *Sistem dispecer de supraveghere şi conducere operativă a sistemului de termoficare din Municipiul Bucureşti.* Studiu de fezabilitate, ISPE , ianuarie, 2000.
2. * * * *Sistem dispecer de supraveghere şi conducere operativă a sistemului de termoficare din Municipiul Bucureşti.* Conferinţa Jubiliară RADET, septembrie, 2000.
3. * * * *Dispecer de termoficare în Municipiul Timişoara.* Studiu de fezabilitate, ISPE, decembrie, 2000.

**Referent: conf. dr. ing. George Darie – Facultatea de Energetică, UPB**

**(Primit la 27 aprilie 2001, acceptat la 14 iunie 2001)**

# Situația pe plan mondial privind evaluarea economică a impactului diferitelor soluții de cogenerare asupra mediului

conf. dr. ing. Roxana PĂTRAȘCU*,
conf. dr. ing. Cristian RĂDUCANU**

*Evaluarea impactului diferitelor filiere de cogenerare asupra mediului se face prin indicatori de impact, cum sunt de exemplu: epuizarea resurselor neregenerabile, eutrofizarea, efectul de seră, acidificarea, poluarea foto-oxidantă etc. Analiza de mediu, pe baza indicatorilor de impact este mai concludentă dacă se reflectă în costul celor două forme de energie produse. De aceea se impune cuantificarea economică a efectelor ecologice, deci "internalizarea" "externalităților" de mediu.*

Descriptori: cogenerare, impact mediu, evaluare, emisii, combustibil, cost energie

Pe plan mondial, printre cele mai utilizate metote directe de "internalizare" a "externalităților" de mediu sunt:*

- aprecierea valorii statistice a unei vieți umane – VOSL (Value of Statistical Life);
- cuantificarea valorică a unui an de viață pierdut datorită degradării mediului – YOLL (Years of Life Lost);
- taxe și penalități de mediu.

Evaluarea monetară prin metoda VOSL se exprimă prin relația:

$$VOSL=WTP/MRD,$$

în care: WTP reprezintă disponibilitatea individului obligat să plătească pentru a evita impactul negativ al poluării, iar MRD - modificarea riscului de deces. Ca valori uzuale în studiile europene se consideră VOSL în intervalul 2,6 – 3,6 MECU (1995), iar YOLL în jur de 70000 ECU (1995).

În evaluarea "externalităților" prin aceste metode intervin diferite grade de incertitudine: date statistice tehnice, epidemiologice, modele meteo de împrăștiere a emisiilor etc. De aceea, cele mai uzuale metode de evaluare a externalităților sunt taxele de mediu (ecotaxe).

## 1. Aspecte generale

În promovarea soluțiilor noi de cogenerare, dar și în evaluarea celor existente, se pune problema cuantificării economice a efectelor asupra mediului, a fiecăreia dintre soluțiile propuse.

În cazul comparației diferitelor filiere de cogenerare: turbine cu abur (TA), turbine cu gaze (TG), motoare termice (MT), pentru selectarea soluției optime, decizia finală o are factorul economic, a cărei concludență este mai mare dacă are înglobat și efectul ecologic.

În general, efectele diferitelor filiere de cogenerare asupra mediului sunt cuantificate ecologic prin indicatori de impact, cum sunt epuizarea resurselor neregenerabile, eutrofizarea, efectul de seră, acidificarea, poluarea foto-oxidantă etc. Analiza de mediu, pe baza indicatorilor determinați, se poate face "impact cu impact", dar și "global", având în vedere ponderea diferitelor tipuri de impact în efectul global. Concluziile rezultate dintr-o astfel de analiză nu sunt cuantificabile economic în mod direct. De aceea se impune găsirea unor metodologii de încorporare a efectelor ecologice în costul (respectiv prețul) celor două forme de energie produse, energia electrică și căldura.

## 2. Ecotaxele – metode de "internalizare" a "externalităților" de mediu

În sfera impactului proceselor de producere a diferitelor forme de energie asupra mediului, "externalitățile" reprezintă efectele indirecte induse de aceste procese. În domeniul producerii energiei, "externalitățile" sunt materializate de diferitele tipuri de impact asupra mediului, ca, de exemplu [1]:

- construcții aferente minelor, sondelor, clădirilor centralelor;
- pierderi de combustibil în timpul transportului și prelucrării acestuia;
- efectul emisiilor în aer, apă și sol.

În general, încorporarea costurilor impactului asupra mediului în prețul energiei se numește "internalizare" și se poate realiza atât prin metode directe, cât și indirecte.

Metodele directe sunt cele care urmăresc echivalarea monetară a efectelor produse de diferitele tipuri de impact asupra unui segment ecologic afectat (factor uman, floră, faună), iar cele indirecte vizează evaluarea costurilor de evitare a poluării (tehnologii de depoluare și/sau tehnologii de producere curată). În general, metodele indirecte de evaluare a costurilor de diminuare și/sau de evitare a efectelor ecologice sunt mai dificil de aplicat, de aceea se preferă găsirea unor modalități de evaluare monetară a impactului poluării asupra mediului.

Printre cele mai uzuale metode de evaluare a "externalităților" sunt taxele de mediu (ecotaxe). Dificultatea aplicării acestora constă în stabilirea legăturii directe între efectele (indicatorii de mediu) și taxele propriu-zise (valorile economice).

În cele ce urmează sunt specificate principalele tipuri de taxe de mediu aplicate în prezent și caracteristicile acestora.

* Universitatea POLITEHNICA București, Facultatea Energetica

• *Taxa pe energie* este o taxă de tip cantitativ, se aplică asupra consumului de energie. Pe baza acesteia sunt promovate măsurile de economisire a energiei şi eficientizare energetică. Aceaste taxe se aplică atât în sfera producerii, cât şi a consumului (utilizării) energiei.

• *Taxa pe carbon* este o taxă de tip calitativ, rolul determinant îl are conţinutul de carbon al combustibilului ars. Aceasta poate constitui o motivaţie pentru schimbarea structurii consumului de combustibil, nu numai energetic, ci şi tehnologic.

• *Taxa mixtă* (carbon/energie) înglobează atât aspecte cantitative, cât şi calitative, îmbinând elementele menţionate anterior.

Studiile europene în domeniu subliniază principala caracteristică a taxelor de mediu care, spre deosebire de celelalte taxe, îmbunătăţesc eficienţa energetică şi implicit şi pe cea economică. Această caracteristică rezultă din faptul că taxele de mediu stimulează interesul simultan pentru: utilizarea resurselor energetice curate, regenerabile, alături de tehnologiile curate de producere (tehnologii cu eficienţă energetică ridicată şi poluare redusă).

## 3. Prezentarea unei metodologii de "internalizare" în costul celor două forme de energie a "externalităţilor" de mediu

Cuantificarea economică a efectelor ecologice ale diferitelor filiere de producere a celor două forme de energie, trebuie să se reflecte în costurile de producere, respectiv în preţurile celor două forme de energie, energia electrică şi căldura.

În elaborarea metodologiei, o importanţă deosebită o are stabilirea prealabilă a ipotezelor în care se face analiza ecologică şi economică, precum şi a corelărilor între valorile ecologice (mărimea emisiilor, a indicatorilor de impact) şi valorile economice corespunzătoare (taxa pe energie, taxa pe carbon, taxa mixtă, alte taxe pe diverşi poluanţi - în cazul existenţei acestora).

În cadrul costului de producţie al celor două forme de energie, atât la producerea separată, cât şi la producerea combinată în cogenerare, o pondere importantă o au cheltuielile anuale variabile cu combustibilul. Acestă componentă se consideră ca fiind singura afectată de "externalităţile" de mediu, efectul fiind atât direct, cât şi indirect.

Efectul direct este cuantificat ecologic prin mărimea emisiilor aferente, iar cel economic prin mărimea taxelor pe poluanţi (taxa pe carbon).

Efectul indirect este cuantificat ecologic prin indicatorul de impact "mărimea consumului de combustibil", iar cel economic prin mărimea taxei pe energie (consum de combustibil).

Deci, în cadrul metodologiei prezentate se are în vedere taxa mixtă (carbon/energie) pentru a înglobe atât aspectele cantitative, cât şi cele calitative.

Pentru a "internaliza" "externalităţile" de mediu în costul energiei produse, se stabilesc ipotezele în care se elaborează modelul de calcul. Principalele etape şi ipoteze avute în vedere sunt:

• Stabilirea etapelor ciclului de viaţă a combustibilului utilizat în soluţiile de producere a diferitelor forme de energie, care are o importanţă deosebită. În acest sens, se pot considera două variante:

a - numai etapa arderii combustibilului şi conversiei energiei în cadrul centralei de cogenerare;

b - întregul ciclu de viaţă al combustibilului: etapele anterioare intrării combustibilului în cadrul sursei (extracţie, tratare şi transport) şi etapa arderii combustibilului şi conversiei energiei în cadrul sursei [2].

• Se neglijează impactul asupra mediului al fabricării instalaţiilor de producere a energiei din cadrul centralelor de cogenerare, deoarece impactul materialelor componente ale acestor instalaţii este mult mai scăzut decât impactul funcţionării acestora, pe întreaga durată de viaţă (relativ mare).

• Pentru emisiile aferente arderii, conform ultimelor normative aflate în vigoare la nivelul Uniunii Europene (1998), se poate adopta o listă comună (pentru diferitele sisteme de cogenerare şi/sau producere separată de energie): praf, CO, $CO_2$, $SO_x$, $NO_x$, $CH_4$, alte hidrocarburi, iar pentru celelalte etape ale ciclului de viaţă a combustibilului utilizat (în etapele de extracţie, prelucrare, transport) se poate adopta următoarea listă de substanţe: praf, CO, $CO_2$, $SO_x$, $NO_x$, $CH_4$, HC sau compuşi organici volatili (COV), metale [3].

• Se consideră că influenţează costul celor două forme de energie, şi se calculează cantităţile de poluanţi emişi, numai acele componente pentru care există echivalentele economice - taxele pe poluanţi, în prezent numai taxa pe carbon.

• Atât consumul de materii prime, în kg sau $m^3$ de combustibil utilizat ($m^3$ în condiţii normale de presiune şi temperatură), cât şi valorile emisiilor poluante în atmosferă, în kg/unitatea de combustibil, se determină pentru fiecare etapă a ciclului de viaţă considerată.

• Se stabileşte o unitate funcţională de 100 kWh energie utilă produsă (energie electrică şi căldură).

Componenţa costului producerii energiei (CE) este dată de cheltuielile cu combustibilul (CB) plus alte cheltuieli (AC), care nefiind influenţate de efectele ecologice nu se vor detalia în cadrul acestui model.

$$CE = CB + AC, \qquad (2)$$

Cheltuielile cu combustibilul se pot considera ca având două componente:

$$CB = CB_{ef} + TE, \qquad (3)$$

în care: $CB_{ef}$ reprezintă cheltuielile efective cu combustibilul, dependente de cantitatea de combustibil

consumată pentru producerea energiei utile: energie electrică şi căldură; TE - taxele ecologice (ecotaxe). În cadrul acestora, efectul direct este cuantificat economic prin mărimea taxelor pe poluanţi - TP, având ca echivalent ecologic mărimea emisiilor care conţin substanţele pentru care normativele în vigoare prevăd ecotaxe. În prezent, în componenţa TP este inclusă numai taxa pe carbon (TC). Efectul indirect este cuantificat economic prin mărimea taxei pe energie consumată – TEN, cu echivalent ecologic prin indicatorul de impact "mărimea consumului de combustibil". Se poate considera că utilizarea taxei mixte (carbon/energie) – TC+TEN permite cuantificarea economică atât a aspectelor cantitative, cât şi a celor calitative.

Deci, cheltuielile cu combustibilul se pot detalia sub forma:

$$CB = CB_{ef} + TP + TEN. \quad (4)$$

Relaţia se poate adapta condiţiilor extinderii şi altor tipuri de ecotaxe pe poluanţi, aferente diferitelor tipuri de emisii ($SO_x$, $NO_x$ etc.):

$$CB = CB_{ef} + TC + TP^* + TEN, \quad (5)$$

unde ecotaxa TP* depinde de tipul poluantului pentru care normativele de mediu, în vigoare, au prevăzute taxe ecologice.

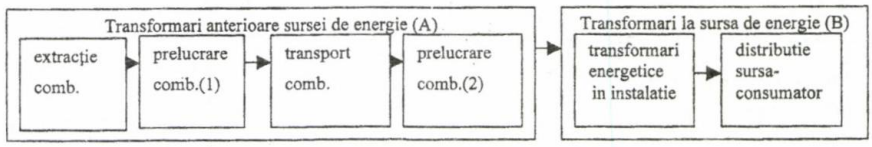



Fig. 1. Etapele ciclului de viaţă pentru un sistem de combustibil.

Pentru determinarea cheltuielilor cu combustibilul este necesar:

- determinarea consumurilor de combustibil aferente producerii energiei utile pentru diferitele filiere de cogenerare;
- determinarea cantităţilor de poluanţi asociate tuturor etapelor ciclului de viaţă a combustibilului, considerate anterioare surselor de energie (extracţie, prelucrare, transport) şi transformărilor energetice din cadrul acestora;
- cunoaşterea costului specific al combustibilului şi a mărimii ecotaxelor.

### 3.1. Determinarea consumurilor de combustibil aferente producerii energiei utile pentru diferite filiere de cogenerare

În tabelul 1 sunt prezentate transformările energetice pe întreaga durată a ciclului de viaţă, cu toate etapele stabilite, prin ipoteze, pentru diferite filiere de cogenerare (CET cu TA, TG, MT), dar şi pentru sursele de producere separată a celor două forme de energie: a căldurii în centrală termică (CT) şi a energiei electrice în centrală termoelectrică cu condensaţie (CTE).

Determinarea randamentului energetic global al utilizării unui tip de combustibil în vederea obţinerii unei cantităţi utile de energie ($E_u$), se face aplicând transformările energetice de la etapa "consum" către etapa "extracţie", având în vedere pierderile energetice apărute în cadrul lanţului energetic (exemplificat în figura 1) şi utilizând mărimile din tabelul 1.

În aceste condiţii consumul de combustibil, cu puterea calorifică - $H_i$ pentru obţinerea unei cantităţi de energie utilă dată, este:

$$B = E_u / H_i \cdot (\eta_{ex} \cdot \eta_{prel} \cdot \eta_{tr} \cdot \eta_{trannsf} \cdot \eta_d) \quad (6)$$

Consumurile de combustibil aferente producerii energiei utile, pentru tipurile de surse de energie considerate, sunt prezentate în tabelul 2.

*Tabelul 1*

| **A. Date şi transformări aferente sistemului de combustibil (anterior surselor de energie)** | |
|---|---|
| 1 | 2 |
| Tip combustibil | • combustibil gazos (gaz natural)<br>• combustibil lichid (păcură)<br>• combustibil solid (cărbune) |
| Caracteristici combustibil: putere calorifică inferioară a combustibilului, compoziţie, volum gaze de ardere | $H_i$<br>$V_g$ |
| Randament extracţie combustibil | $\eta_{ex}$ |
| Tipuri de emisii aferente extracţiei diferitelor tipuri de combustibil | {n funcţie de tipul combustibilului :<br>praf, CO, $CO_2$, $SO_x$, $NO_x$,$CH_4$, HC sau compuşi organici volatili (COV), metale |
| Randament prelucrare combustibil (tratare) (se consideră randamentul global dacă prelucrarea se face în mai multe etape, înainte şi după transport) | $\eta_{prel}$ |
| Tipuri de emisii aferente prelucrării diferitelor tipuri de combustibil | În funcţie de tipul combustibilului :<br>praf, CO, $CO_2$, $SO_x$, $NO_x$,$CH_4$, HC sau compuşi organici volatili (COV), metale |
| Randament transport combustibil (se consideră randamentul global dacă transportul se face diferenţiat pe porţiuni) | $\eta_{tr}$ |
| Tipuri de emisii aferente transportului diferitelor tipuri de combustibil | {n funcţie de tipul combustibilului :<br>praf, CO, $CO_2$, $SO_x$, $NO_x$,$CH_4$, HC sau compuşi organici volatili (COV), metale |

*Tabelul 1 (continuare)*

| **B. Date aferente transformărilor energetice în cadrul surselor de energie** | |
|---|---|
| Tip energie produsă (consumată) | • Căldură - $E_u$ =Q (kWh)<br>• Energie electrică - $E_u$ =E (kWh)<br>• Căldură şi energie electrică - $E_u$=Q+E (kWh) |
| Tip sursă de energie şi forma de energie produsă (consumată) | • CT ($E_u$=Q) (kWh)<br>• CTE ($E_u$=E) (kWh)<br>• CET($E_u$=Q+E) (kWh) – cu TA, TG, MT |
| Număr de unităţi de 100 kWh, energie utilă consumată | n = $E_u$/100 (kWh/kWh) |
| Randament distribuţie energie de la sursă la consumator având în vedere: distanţă, tip reţea de distribuţie | $\eta_d$ – cu formele particulare în funcţie de tipul sursei şi a energiei produse, astfel:<br>• $\eta_{re}$ – pentru $E_u$=E (CTE), randament reţele electrice de distribuţie de la CTE la consumator,<br>- pentru $E_u$=Q+E (CET) – randament reţele termice de distribuţie a căldurii de la CT la consumator,<br>• $\eta_{rt}$ - pentru $E_u$=Q (CT), randament reţele termice de distribuţie a căldurii de la CT la consumator,<br>- pentru $E_u$=Q+E (CET) – randament reţele termice de distribuţie a căldurii de la CET la consumator, numai pentru căldura produsă de către CET |
| Randament global al transformărilor energetice în cadrul sursei de energie | $\eta_{trannsf}$ – cu formele particulare în funcţie de tipul sursei şi a energiei produse, astfel:<br>• CT ($E_u$=Q) - $\eta_{cz}$ (randament cazane)<br>• CTE ($E_u$=E) (kWh) - $\eta_{cz}.\eta_t$ (randament cazane, randament instalaţie turbine cu abur – global intern turbină, mecanic, generator)<br>• CET($E_u$=Q+E) (kWh) – cu TA, TG, MT<br>- TA - $\eta_{cz}.\eta_{TA}$ (randament cazane, randament instalaţie turbine cu abur – global: intern turbină, mecanic, generator);<br>- TG - $\eta_{TG}$ – randament global instalaţie turbină cu gaze<br>- MT - $\eta_{TG}$ – randament global instalaţie motor termic |
| Indicatori specifici sursei de energie CET (numai pentru acest tip de sursă de energie) | Se consideră:<br>$E_u$=Q+E<br>E=$E_t$+$E_c$ , în care $E_t$ – energia electrică produsă în cogenerare,<br>$E_c$ – energie electrică produsă în condensaţie<br>Q=$Q_t$+$Q_v$ , în care $Q_t$ – căldura produsă în instalaţiile de bază (pe baza energiei produse în cogenerare), $Q_v$ – căldura produsă în instalaţiile de vârf.<br>• Indice de structură - $y_s$ = E/Q<br>• Grad de cogenerare – x = $E_t$/($E_t$+ $E_c$)<br>• Coeficient de cogenerare - $\alpha$= $Q_t$/ $Q_t$+$Q_v$<br>• Indice de cogenerare – y= $E_t$/$Q_t$<br>Q=100/($y_s$+1); E = $y_s$ .100/($y_s$+1)<br>• $y_s$ = y.$\alpha$/x |
| Tipuri de emisii aferente arderii diferitelor tipuri de combustibil în cadrul sursei de energie | praf, CO, $CO_2$, $SO_x$, $NO_x$,$CH_4$, alte hidrocarburi |

*Tabelul 2*

| Tipul de sursă | Forma de energie utilă ($E_u$) produsă | Consumul de combustibil (B) |
|---|---|---|
| Centrală termică (CT) | Căldură : $E_u$=Q | B= Q/$H_i$.($\eta_{ex}.\eta_{prel}.\eta_{tr}.\eta_{cz}.\eta_{rt}$) |
| Centrală termoelectrică (CTE) | Energie electrică : $E_u$=E | B= E/$H_i$.($\eta_{ex}.\eta_{prel}.\eta_{tr}.\eta_{cz}.\eta_t.\eta_{re}$) |
| Centrală de cogenerare (CET) | Căldură şi energie electrică :<br>$E_u$=Q+E<br>unde:<br>E=$E_t$+$E_c$ ; Q=$Q_t$+$Q_v$<br>$y_s$ = E/Q<br>x = $E_t$/($E_t$+ $E_c$)<br>$\alpha$= $Q_t$/ $Q_t$+$Q_v$<br>y= $E_t$/$Q_t$<br>Q=100/($y_s$+1); E = $y_s$.100/($y_s$+1)<br>$y_s$ = y. $\alpha$/x | B=$B_Q$+$B_E$ = $B_{Qv}$ +$B_{Qt}$+$B_{Ec}$+$B_{Et}$ =<br>=$B_{Qv}$+$B_{Ec}$+($B_{Qt+Et}$)*= $Q_v$/ $H_i$.($\eta_{ex}.\eta_{prel}.\eta_{tr}.\eta_{czv}.\eta_{rt}$)+$E_c$/$H_i$.($\eta_{ex}.\eta_{prel}.\eta_{tr}.\eta_{cz}.\eta_{tc}.\eta_{re}$+ ($B_{Qt+Et}$)*,<br>unde ($B_{Qt+Et}$)* depinde de metoda de defalcare a consumului de combustibil pe cele două forme de energie în cadrul soluţiilor de cogenerare |

*Tabelul 3*

| Tipul de sursă | Consumul de combustibil (B) pentru obținerea energiei utile ($E_u$) | Masa de poluant [g/100 kWh] |
|---|---|---|
| Centrală termică (CT) | $B= Q/H_i.(\eta_{ex}.\eta_{prel}.\eta_{tr}..\eta_{cz}.\eta_{rt})$ | $M_{kCT}=(r_k+n_kV_f)(Q)/(\eta_{ex}.\eta_{prel}.\eta_{tr}.\eta_{cz}.\eta_{rt})H_i$ |
| Centrală termoelectrică (CTE) | $B=E/H_i.(\eta_{ex}.\eta_{prel}.\eta_{tr}..\eta_{cz}.\eta_t.\eta_{re})$ | $M_{kCTE}= (r_k + n_kV_f)(E)/.(\eta_{ex}.\eta_{prel}.\eta_{tr}..\eta_{cz}.\eta_t.\eta_{re})H_i$ |
| Centrală de cogenerare (CET) | $B=B_Q+B_E= B_{Qv}+B_{Qt}+B_{Ec}+B_{Et} =$ $B_{Qv}+B_{Ec}+(B_{Qt+Et})^*=Q_v/H_i.$ $(\eta_{ex}.\eta_{prel}.\eta_{tr}.\eta_{czv}.\eta_{rt})+E_c/H_i.(\eta_{ex}.\eta_{prel}.\eta_{tr}.\eta_{cz}.\eta_{tc}.$ $.\eta_{re})+(B_{Qt+Et})^*$ unde: $E=E_t+E_c$ $Q=Q_t+Q_v$ $Q=100/(y_s+1)$; $E = y_s.100/(y_s+1)$ $y_s = E/Q$ $x = E_t/(E_t+ E_c)$ $\alpha= Q_t/ Q_t+Q_v$ $y= E_t/Q_t$ $Q=100/(y_s+1)$;$E= y_s .100/(y_s+1)$ $y_s = y.\alpha/x$ | $M_{kCET} = (r_k + n_kV_f)(E+Q)/ \eta_gH_i= (r_k+n_kV_f)(Q_v)/(\eta_{ex}.\eta_{prel}.$ $.\eta_{tr}.\eta_{czv}.\eta_{rt})H_i+(r_k+n_kV_f)(E_c)/.(\eta_{ex}.\eta_{prel}.\eta_{tr}..\eta_{cz}.\eta_{tc}.\eta_{re})H_i+$ $+ Q(y+Q)/ \eta_g^* H_i$ $\eta_g^*$ - randamentul global al instalațiilor de cogenerare |

## 3.2. Determinarea maselor de poluanți aferenți consumului de combustibil

În general, masele totale de poluanți aferente consumului de combustibil au două componente:

1 - masa de poluant, $M_B$, asociată etapelor ciclului de viață a combustibilului anterior sursei de energie: extracție, prelucrare, transport;

2 - masa de poluant, $M_{AB}$, asociată arderii combustibilului, în cadrul sursei de energie.

Masele de poluant, $M_B$ și $M_{AB}$, pentru producerea a 100 kWh se determină cu relațiile generale:

$$M_B = r_i (E_u)/ \eta_g H_i \quad [g/100\ kWh] \quad (7)$$

$$M_{AB} = n_j V_f (E_u)/ \eta_g H_i \quad [g/100\ kWh], \quad (8)$$

unde:

i este mulțimea: {materii prime, praf, $CO, CO_2$, $SO_x$, $NO_x$, $CH_4$, HC sau COV};

$r_i$ – emisia poluantului "i" asociat producerii unei unități de combustibil considerat, în $g/m^{3*}$ combustibil gazos sau în g/kg combustibil lichid;

j – mulțimea: {praf, CO, $CO_2$, $SO_x$, $NO_x$};*

$n_j$ – emisia poluantului "j", în $g/m^{3*}$ gaze de ardere;

$V_f$ – puterea fumigenă a combustibilului considerat pe unitatea de combustibil, în $m^{3*}$ gaze de ardere/$m^{3*}$ combustibil gazos sau $m^{3*}$ gaze de ardere/kg combustibil lichid;

$\eta_g$ – randamentul global al tuturor transformărilor energetice în etapele ciclului de viață considerate.

Masa totală $M_k$ a poluantului "k", aferentă producerii a 100 kWh este:

$$M_k=M_{Bk} + M_{ABk}=(r_k + +n_kV_f) . E_u)/\eta_gH_i \quad [g/100kWh] \quad (9)$$

Pentru diferitele tipuri de surse de energie, în tabelul 3 sunt particularizate relațiile de determinare a maselor de poluanți.

Pentru exemplificarea metodei de internalizare a externalităților de mediu, s-a determinat creșterea costurilor de producere a energiei electrice și a căldurii în următoarele condiții:

- s-au considerat următoarele soluții alternative de cogenerare : TG, MT, TA și producerea separată a căldurii în CT;
- aplicarea ecotaxei pe carbon (10$/t $CO_2$);
- în cazul cogenerării, defalcarea consumului total de combustibil pe cele două forme de energie s-a făcut prin metoda ANRE în cazul CET-TA și pe baza randamentului global pentru soluțiile de CET-TG și CET-MT;
- pentru toate soluțiile de alimentare cu energie s-a considerat ca tip de combustibil gazul natural;
- instalațiile de cogenerare utilizate în cadrul soluțiilor analizate se încadrează în domeniul de putere <20 MW (15 MW).

În aceste condiții, rezultatele obținute sunt sintetizate în tabelul 4.

*Tabelul 4*

| Creștere cost de producere [%] | Soluția de producere | | | |
|---|---|---|---|---|
| | CET-TG | CET- MT | CET - TA | CT |
| Căldură - $\Delta c_Q$ | 15 | 15,2 | 15,9 | 15,2 |
| Energie electrică - $\Delta c_E$ | 17,3 | 14,1 | 8,8 | - |

## Concluzii

Aplicarea metodologiei prezentate este posibilă în condițiile existenței, în cadrul sistemului legislativ aferent mediului, a valorilor ecotaxelor pe poluanți și pe energie.

Sub aspect economic, efectul indirect - taxa pe energie, este mai ușor de cuantificat, respectiv determinarea consumului de combustibil se poate face cu mai mare exactitate comparativ cu determinarea maselor de poluanți care reprezintă suportul material pentru cuantificarea economică a efectelor indirecte – taxa pe poluanți (carbon). Înglobarea efectelor de mediu în costul celor două forme de energie este mai exactă în cazul considerării întregului ciclu de viață al combustibilului utilizat pentru producerea celor două forme de energie.

* $m^3$ în condiții normare de presiune și temperatură

Determinarea maselor de poluanţi aferente etapelor de extracţie, prelucrare şi transport este mai dificilă datorită lipsei de informaţii complete privind randamentele şi consumurile energetice. Creşterea gradului de precizie în determinarea datelor aferente acestor etape, îmbunătăţeşte corelarea efectelor ecologice cu cele economice, pentru întreaga durată a ciclului de viaţă.

**BIBLIOGRAFIE**

[1] ISO 14040 (1997). *Analyse de Cycle de Vie. Principe et cadre*, Genève, 1997.

[2] * * * *Législation communitaire en matière d'environnement*, Volume 2, Air CCE, Bruxelles, 1998.

[3] * * * European Comission, DG XII, *ExternE – Externnalities of Energy*, vol 1 – 6, 1995.

**Referent: prof. dr. ing. Magdalena Matei – S.C. ICEMENERG S.A.**

**(Primit la 24 aprilie 2001, acceptat la 14 iunie 2001)**

## *Istoria electrificării*

# Evenimente din energetica românească de acum 50 de ani

După cum se ştie, între cele două războaie mondiale energetica românească s-a dezvoltat după unele principii ale economiei de piaţă, diferitele zone ale ţării fiind alimentate cu energie electrică prin societăţi particulare independente. După naţionalizarea industriei din anul 1948, s-a trecut la centralizarea sistemului energetic, primii paşi tinzând către unificarea diferitelor zone energetice. În acest context, anul 1951 a însemnat o perioadă de mare efervescenţă pentru energetica românească. Tocmai se aprobase planul de electrificare de 10 ani (1951-1960), care avea în vedere atât o reorganizare a sistemului energetic, cât şi lucrări de investiţii importante.

Energeticienii vârstnici îşi amintesc că, la acea vreme, sistemul energetic naţional era departe de a fi realizat, interconectarea între sistemul energetic Muntenia şi sistemul Ardeal efectuându-se abia în anul 1954, prin linia de 110 kV Fântânele-Braşov. Încă din anul 1931 se pusese în funcţiune linia de 110 kV Dobreşti-Târgovişte-Bucureşti; până în anul 1951 se mai construiseră unele linii de 110 kV (Braşov-Azuga şi Cluj-Câmpia Turzii), însă acestea funcţionau doar la tensiune de 60 kV.

Din anul 1949 a început organizarea exploatărilor energetice, înfiinţându-se întreprinderi regionale de electricitate în zonele cu o mai veche tradiţie energetică: Bucureşti, Sibiu, Timişoara, Câmpina, Cluj, Iaşi, Constanţa. În anul 1951, au mai luat fiinţă IRE Bacău şi Sectorul de electricitate Oradea în cadrul IRE Cluj.

Cu puţin timp înainte a fost înfiinţat Institutul de Studii şi Proiectări Energetice-ISPE cu rolul de a întocmi documentaţiile necesare pentru planul de electrificare, precum şi întreprinderile de construcţii şi de montaj-Energoconstrucţia şi Electromontaj, pentru executarea lucrărilor energetice. Fiind la începutul existenţei lor, aceste unităţi îşi căutau identitatea şi modul de organizare optim. Un eveniment important al anului a fost începerea studiilor pentru complexul hidroenergetic Bicaz, lucrare aprobată printr-o Hotărâre a Consiliului de Miniştri la sfârşitul anului 1950.

Tot în anul 1951 şi-au început activitatea primii dispeceri energetici la Bucureşti, Braşov, Câmpina şi Sibiu. La Filaret în Bucureşti, s-a pus în funcţiune o turbină cu gaze de 12 MW, care la acea vreme era cea mai mare pe plan mondial, dar care nu a avut o funcţionare satisfăcătoare.

Nu au lipsit nici evenimente nedorite. Instalaţiile fiind vechi şi neîndestulătoare pentru satisfacerea necesităţilor de energie, se produceau numeroase defecţiuni. Starea proastă a instalaţiilor nu îi scutea însă pe cei care le exploatau de o răspundere foarte directă şi dură, atât în faţa organelor tehnice şi administrative superioare, cât şi a celor de securitate a statului. Dintre acest fel de evenimente menţionăm două:

- În aprilie 1950, a fost o gravă avarie la staţia Grozăveşti. Un arc electric la cutia terminală a unui cablu a provocat explozia unui întrerupător de 5 kV cu ulei mult, uleiul a luat foc, avaria s-a extins, scoţând din funcţiune staţia de 30 kV şi termocentrala Grozăveşti, lăsând o mare parte din Bucureşti în întuneric timp de două ore. Au urmat anchete drastice şi arestări, considerându-se că a fost un "sabotaj", întrucât evenimentele se petreceau cu două zile înainte de 1 Mai şi se pregătea punerea în funcţiune a postului de radio de la Tâncăbeşti. Între cei arestaţi au fost inginerii Adrian Georgescu şi Călin Mihăileanu [1 şi 4].
- În anul 1951, tot în Bucureşti, în noaptea de 12/13 august, o altă avarie a pornit de la declanşarea unui fider care alimenta tramvaiele. În timpul manevrelor de reanclanşare avaria s-a extins pe o mare zonă din Bucureşti şi nu a putut fi remediată decât a doua zi dimineaţa. La remediere a fost semnalată participarea directă a ministrului de atunci al energiei electrice, Gh. Gaston Marin. Şi această avarie s-a soldat cu anchete şi cu sancţiuni pentru cei implicaţi în evenimente.

**BIBLIOGRAFIE**

[1] Zane, R. *Dezvoltarea sistemului energetic al României.* Ediţia a III-a. Editura RENEL, Bucureşti, 1991.

[2] Dinculescu, C. ş.a. *Istoria energeticii şi electrotehnicii în România.* Ed. Tehnică, Bucureşti, 1981.

[3] RENEL. *Electrificarea în România 1951-1992.* Ed. Tehnică, Bucureşti, 1996.

[4] Ioanid, I. *Închisoarea noastră cea de toate zilele,* vol. I. Ed. Humanitas, Bucureşti, 1999.

**ing. Costin RUCĂREANU**

# Europa despre cogenerare şi cogenerarea de mică putere

prof. dr. ing. Victor ATHANASOVICI*
ing. Cristian ATHANASOVICI**

*Lucrarea de faţă este o trecere în revistă a problematicii cogenerării în general şi a cogenerării de mică putere - CMP în particular, în viziunea Uniunii Europene, evidenţiind elementele "pro" şi "contra" ale soluţiei respective.*

*Cogenerarea de mică putere – CMP – este un concept relativ nou, apărut o dată cu noile generaţii de tehnologii de cogenerare cu turbine cu gaze şi motoare cu ardere internă. Domeniul de puteri electrice şi debite de căldură produse de soluţiile de CMP este mult influenţat de condiţiile legislative şi de reglementările specifice, de altfel, fiecărei ţări. În ultimul timp, în Europa, ţările U.E. au început să aplice soluţia de CMP, fiind considerată şi una din căile de bază pentru reducerea poluării mediului în domeniul producerii energiei.*

Descriptori: cogenerare, legislaţie energetică, Europa-energie

## 1. Ce este cogenerarea de mică putere – CMP?

Conceptul de "cogenerare de mică putere – CMP" se referă de fapt la limitele de putere electrică şi de debite de căldură produse de o sursă centralizată, influenţate de condiţiile legislative şi de reglementările specifice fiecărei ţări. Ele sunt determinate, în principal, de limitele consumatorilor de a-şi alege furnizorul, de condiţiile tehnice de racordare la reţelele locale de distribuţie a energiei electrice şi de sistemele de tarifare a acesteia.

Pe o scară, în unităţi relative, a capacităţii instalate într-o centrală de CMP (CCMP) (fig. 1), aceasta se încadrează între soluţiile de producere diseminată individuală a celor două forme de energie, până la producerea descentralizată, pe o scară relativă cuprinsă între 0,1 şi circa 100 [1].

Valorile absolute, orientative, ale puterilor electrice nominale instalate, specifice diverselor "anverguri" ale soluţiilor de cogenerare, sunt definite de la o ţară la alta, în funcţie şi de stadiul aplicării în general a soluţiei de cogenerare (tabelul 1) [2, 3, 4].

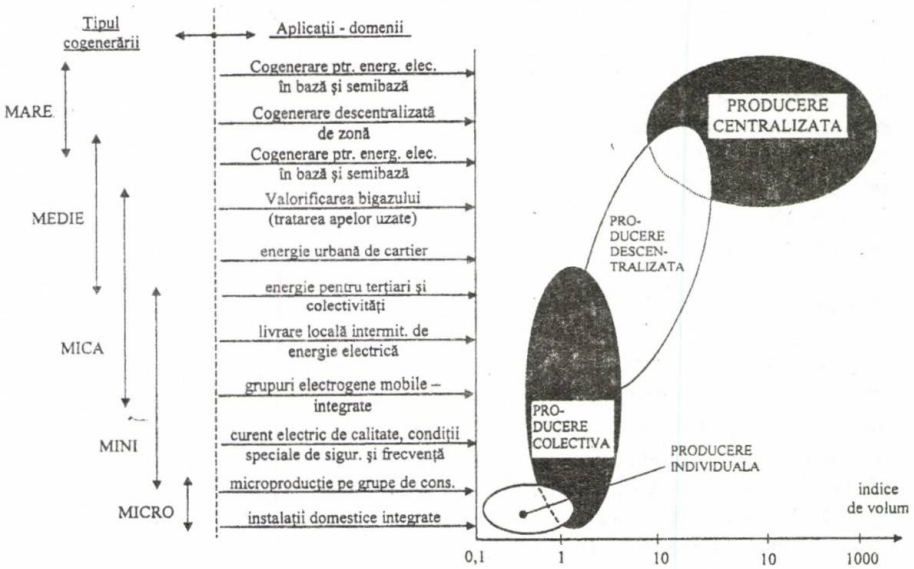



Fig.1. Domeniul relativ al cogenerării.

Din tabelul 1, precum şi din referinţele bibliografice prezentate, rezultă că o clasificare a tipurilor de cogenerare are drept criteriu principal puterea electrică instalată în centrala de cogenerare. Totodată, se constată că limitele respective depind de mulţi factori, printre care mai ales de reglementările specifice în domeniul energiei şi anvergura soluţiilor de cogenerare din fiecare ţară.

Ţinându-se seama de acestea şi de stadiul cogenerării din ţara noastră, în continuare se va înţelege prin cogenerare de mică putere (CMP) orice soluţie de cogenerare cu o putere electrică instalată până la 5 $MW_e$.

Desigur că această valoare va fi corectată în timp, în măsura unor reglementări bine fundamentate tehnic şi economic, pe care ar trebui ca forurile de specialitate din ţară (ANRE, Transelectrica, Electrica) să le introducă, ţinând seama de liberalizarea pieţei energiei şi de dorinţa de a dezvolta sau nu cogenerarea de mică putere, ceea ce, în final, este o opţiune de politică energetică a ţării.

## 2. Comunitatea Europeană despre CMP

În cele ce urmează se prezintă un tablou la zi privitor la cogenerare, în speţă la CMP, din punctul de vedere al rolului său şi al factorilor care îi pot deschide sau frâna dezvoltarea. Pentru o mai elocventă ilustrare a diferitelor păreri, în continuare sunt prezentate o serie de citate din lucrările unor specialişti, persoane particulare sau reprezentanţi ai unor foruri internaţionale, ori extrase din unele reglementări în acest domeniu.

Astfel, în [5] se afirmă că "în contextul liberalizării pieţelor şi al noilor restricţii de mediu, randamentele ridicate ale cogenerării îi permit să fie în fruntea plutonului

* Universitatea "POLITEHNICA" Bucureşti
** S.C. ATHEnerg - Bucureşti

*Tabelul 1*

**Cogenerarea, anvengură şi domenii de utilizare**

| Tipul cogenerării | Puterea electrică instalată, în: | | | Tipul alimentării cu căldură | Tipul administrării | Categorii de consumatori |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Franţa[1] | CEE[2] | România[3] | | | |
| Micro-cogenerare (MCC) | <36 $kW_e$ | <50 $kW_e$ | <50 $kW_e$ | Individuală (diseminată) | Individuală | Case individuale, clădiri de locuit, consumatori terţiari, şcoli, licee, hoteluri, spitale, piscine, magazine |
| Mini – cogenerare (MIC) | 36-215 $kW_e$ | 50-500 $kW_e$ | 50 $kW_e$ - 1 $MW_e$ | Colectivă; descentralizată | Asociaţii locale, societăţi locale | Grupuri de consumatori urbani, terţiari, mici consumatori industriali, hoteluri, spitale, supermagazine |
| Cogenerare mică (CMP) | 215 $kW_e$ - 1 $MW_e$ | 500 $kW_e$ - 3 $MW_e$ | 1 - 5 $MW_e$ | Descentralizată | Asociaţii locale, societăţi locale | Zone urbane şi/sau consumatori terţiari, mici consumatori industriali, întreprinderi |
| Cogenerare medie (CMdP) | 1 - 12 $MW_e$ | 3 - 12 $MW_e$ | 5 - 20 $MW_e$ | Centralizată | Primării, societăţii locale | Oraşe mici şi mijlocii; consumatori industriali, mici zone industriale integrate energetic |
| Cogenerare mare (CMAP) | > 12 $MW_e$ | > 12 $MW_e$ | > 20 $MW_e$ | Centralizată | Primării, regii locale, societăţi locale | Oraşe, mari consumatori sau zone industriale |

[1] Ţine seama de sistemul tarifar al energiei electrice de vânzare şi cumpărare de la autoproducători sau producători independenţi, de nivelul consumatorilor care îşi pot alege furnizorul şi de ritmul în timp de liberalizare a pieţei energiei electrice [3].

[2] Propuneri orientative la nivelul CEE[4].

[3] Estimări ale autorilor, ţinând seama de situaţia cogenerării existentă în România şi de acceptarea Cartei Energiei a Comunităţii Europene.

soluţiilor energetice" şi mai departe acelaşi autor afirmă: "situaţiile de plecare ale fiecărui stat sunt foarte diferite, dar avantajele intrinseci ale cogenerării sunt mai bine înţelese în unele ţări decât în altele, chiar dacă contextul legislativ şi cel economic tind să se armonizeze ..... Procesul actual al liberalizării pare în mod deosebit avantajos pentru cogenerarea industrială. Aceasta se datorează diversităţii conceptului – la nivelul diverselor ţări – de consumator care îşi poate alege furnizorul (consumator eligibil), din punct de vedere calitativ şi cantitativ. Ideea că numai o cogenerare de la o anumită valoare în sus, care asigură consumul minim de combustibil, poate beneficia de un preţ favorabil al acestuia (valabilă în unele ţări din vestul Europei – n.a.), se află în totală contradicţie cu tendinţa actuală de descentralizare a producerii energiei electrice, prin unităţi cât mai apropiate de consumatori, ceea ce adesea aceasta înseamnă CMP. Această discriminare apare cu atât mai nejustificată, atunci când, în condiţiile noilor tehnologii, randamentele globale de producere a energiei sunt cel puţin egale cu cele ale aşa-zişilor consumatori care îşi pot alege furnizorul (de exemplu în Franţa aceştia se consideră consumatori care îşi pot alege furnizorul dacă au un consum anual de gaz metan de peste 25 mil. $m^3$). Cultura energetică a fiecărui stat joacă un rol important privind cogenerarea. Ea poate fi favorizată sau dezavantajată, în funcţie de criteriile avute în vedere la analizarea unei oferte, cum ar fi: utilizarea resurselor indigene de energie primară, anvergura soluţiei sau valorile minime ale indicatorilor de eficienţă. De asemenea, accesul la piaţa energiei electrice, simultan cu politica tarifară privind preţurile de revânzare a acesteia, reprezintă un element esenţial, dacă se doreşte dezvoltarea fără frâne a cogenerării.

Unul din aspectele pe larg abordate, care şi-au găsit aplicarea în ţările vest-europene sub forma CMP, îl reprezintă "descentralizarea" din sectorul energetic. Una din tendinţele actuale cele mai importante în domeniul producerii energiei este "dezvoltarea sau, mai bine spus, întoarcerea la producţia descentralizată", care permite producerea mai aproape de locul de consum. Cogenerarea se plasează în mod natural în cadrul acestei tendinţe, căldura fiind în mod special un produs de "apropiere" faţă de consumator. Dezvoltările tehnologice, scăderea costurilor de producţie, o mai mare flexibilitate şi un consum mai mic (minim) pentru transport şi transferul căldurii şi/sau al energiei electrice reprezintă tot atâtea cauze ale descentralizării producerii celor două forme de energie. Se asistă la o adevărată cursă a miniaturizării, cu soluţii de cogenerare de la 1,5 kW până la 800 kW [5]. De exemplu, în Anglia se apreciază un potenţial al micro-cogenerării (MCC) la nivelul mai multor milioane de unităţi [1].

**Obstacolul major în calea producţiei descentralizate** nu îl reprezintă tehnologiile, ci aspectele administrative în sens larg [1, 3, 4, 5, 6, 7]. În general, principala frână

în calea cogenerării o reprezintă menţinerea structurii monopoliste a majorităţii pieţelor de energie cu toate urmările negative: tracasări administrative, tarife inadecvate, interdicţie sau dificultăţi create artificial pentru accesul altora la reţeaua de transport-distribuţie a energiei electrice şi lipsa transparenţei privind condiţiile tehnice de racordare la reţea.

Un alt obstacol îl reprezintă fiscalitatea şi pieţele financiare, care sunt încă adesea puţin adaptate obiectivelor de mediu şi de utilizare raţională a energiei. Se estimează că, dacă vor fi luate măsuri adecvate, cota de energie electrică produsă în cogenerare în Uniunea Europeană va putea atinge, în anul 2010, circa 30 % din totalul producţiei de energie electrică, faţă de 10 % în prezent [4].

Un factor motor de mare importanţă în prezent, subliniat de altfel şi la Conferinţa Mondială a Energiei de la Kyoto, îl reprezintă noile restricţii de mediu. În acest sens, în preambulul conferinţei respective, Comisia a identificat cogenerarea de mică putere ca principala măsură individuală de reducere a emisiilor de gaz cu efect de seră, având un potenţial de 180 mil. tone/an [5]. Conform deciziilor la nivel european, utilizarea sporită a instrumentelor economice referitoare la mediu – ecotaxele – , permisele negociabile privind emisiile, acordurile voluntare directe cu statul, vor avea un impact important asupra dezvoltării cogenerării. Astfel, permisele privind emisiile s-au concretizat până în prezent numai în SUA, dar conceptul se răspândeşte rapid şi în Europa, unde urmează a fi aplicat la nivelul anului 2001 [4]. Preocupări teoretice de acest gen există şi în România, din păcate însă ele nu şi-au găsit concretizarea până în prezent [8, 9].

Ţinându-se seama de toate aceste aspecte, la nivelul CEE s-a elaborat o Carte albă privind "strategia comunitară de susţinere a cogenerării", caracterizată în principal prin [4]:

**A. Scopuri urmărite**

1) Realizarea unor propuneri concrete pentru promovarea cogenerării în Uniunea Europeană.

2) Reducerea poluării mediului în limitele impuse de conferinţa de la Kyoto din anul 1997, unde s-a adoptat o reducere a emisiilor poluante datorate gazelor cu efect de seră, cu până la 7,5 % până în anul 2005 şi respectiv cu 15 % până în 2010, faţă de anul 1990.

3) Cogenerarea este una din puţinele tehnologii care, pe termen scurt şi mediu, permite Uniunii Europene să realizeze progrese în domeniul randamentului producerii energiei şi al politicii mediului înconjurător. Conform estimărilor U.E., cogenerarea poate determina o reducere a emisiilor de $CO_2$/MWh de la 132 kg la 909 kg.

Cu toate aceste avantaje, cogenerarea nu reprezintă totuşi un panaceu care va rezolva toate problemele de gestiune a energiei şi de protecţie a mediului.

**B. Măsuri legislative la nivelul CEE. Recomandări**

1) Crearea în statele membre a unor organisme consultative având următoarele sarcini:

- avizarea ansamblului acţiunilor susceptibile de creştere a randamentelor de alimentare cu căldură şi energie electrică;
- identificarea şi înlăturarea piedicilor care nu sunt de natură tehnică pentru dezvoltarea cogenerării;
- promovarea cogenerării şi a transportului căldurii.

2) Promovarea cooperării între serviciile publice şi autoproducătorii de energie bazaţi pe folosirea energiilor regenerabile, utilizarea deşeurilor combustibile şi a cogenerării, pentru înlăturarea obstacolelor juridice şi administrative şi pentru adoptarea unor principii comune privind:

- obligaţia serviciilor publice de a cumpăra energia electrică excedentară a autoproducătorilor;
- introducerea unor proceduri echitabile de autorizare a producătorilor privaţi;
- asigurarea, de către serviciile publice, a unei tarifări a energiei electrice cumpărată de la autoproducători, după principiul "costurilor evitate", ţinând seama în special de costurile combustibilului şi de valoarea investiţiilor;
- tratarea nediscriminatorie privind accesul şi furnizarea energiei electrice/termice, în reţeaua publică existentă.

**Se consideră că relaţiile între autoproducători şi producătorii de stat ai energiei electrice reprezintă principala cauză a ritmului lent al progreselor în realizarea pieţelor interne ale energiei electrice şi principalul obstacol în calea dezvoltării cogenerării.**

3) Punerea în valoare a eficienţei energetice ridicate şi a reducerii investiţiilor pentru CMP, ca soluţie de ameliorare a eficacităţii sistemelor locale de alimentare cu căldură (încălzire şi apă caldă, iar în viitor şi frig – trigenerarea).

4) Realizarea unor directive privind liberalizarea pieţelor interne de energie electrică, simultan cu cele privind pieţele interne de gaz metan - unde este cazul -, aceasta va contribui la viabilitatea economică a cogenerării bazată pe gaz metan, unde acesta este disponibil şi rentabil economic.

5) Introducerea unor **taxe pe produsele energetice**, prin acordarea unor avantaje fiscale pentru utilizatorii de surse de energie regenerabilă şi cogenerare.

**C. Măsuri tehnologice:** utilizarea tehnologiilor de cogenerare cu randamente globale ridicate.

**D. Măsuri netehnologice:**

1) Promovarea programelor de creştere a eficienţei economice a cogenerării prin măsuri politice şi prin acţiuni pilot. Aceasta presupune realizarea unor studii asupra diferitelor obstacole care apar la punerea în aplicare a cogenerării.

Scopul fiind de a găsi şi de a difuza, periodic, mijloacele care permit eliminarea obstacolelor netehnice privitoare la funcţionarea eficace a pieţei de energie.

2) Cercetarea metodelor care permit economia de energie în domeniul producerii şi consumului acesteia şi cooperarea cu municipalităţile pentru evaluarea sistemelor urbane de alimentare cu căldură, considerate ca programe prioritare.

3) Măsuri de politică naţională pentru promovarea cogenerării, simultan cu mediatizarea performanţelor cogenerării în celelalte ţări.

4) Educarea maselor privitor la avantajele cogenerării în general şi a CMP ca alternativă posibilă, simultan cu prezentarea restricţiilor care apar la aplicarea sa practică şi a factorilor care îi pot diminua eficienţa economică.

**E. Obstacole în calea cogenerării şi a sistemelor centralizate de alimentare cu căldură şi frig**

În cele ce urmează sunt expuse elementele esenţiale rezultate dintr-un studiu privind obstacolele în calea dezvoltării cogenerării în ţările membre ale U.E. Ele se referă la problema generală a cogenerării, dar multe sunt specifice CMP, în sensul mai larg dat în prezenta lucrare.

1. "La economii diferite apar obstacole diferite", care depind de structura sistemului economic, de natura şi structura cererii de căldură şi de energie electrică şi, bineînţeles, de deciziile politice foarte diverse ale diferitelor guverne.

2. Factorul determinant îl reprezintă, în toate cazurile, politica naţională în domeniul cogenerării. Experienţele Danemarcei, Finlandei şi Olandei arată că, în condiţiile unor iniţiative politice coordonate şi constante, este posibilă diminuarea obstacolelor din calea dezvoltării cogenerării şi crearea unui cadru propice dezvoltării sale.

3. Relaţia în care se află instalaţiile de CMP cu piaţa energiei electrice este totodată de o mare importanţă. Între o instalaţie de cogenerare, în general, şi una de CMP, în special, şi reţeaua electrică există o triplă legătură:

- în primul rând, instalaţia de cogenerare, şi mai ales CMP, cumpără energia electrică din sistemul electroenergetic pentru a face faţă cererilor de vârf, sau pentru a înlocui energia electrică autoprodusă cu aceea cumpărată din sistemul electroenergetic în perioadele în care aceasta este mai ieftină;
- în al doilea rând, ea vinde în sistemul electroenergetic propria producţie de energie electrică excedentară;
- în al treilea rând, ea se serveşte de energia electrică preluată din sistemul electroenergetic, ca sursă de rezervă în cazul avariei propriei instalaţii.

În cele mai multe ţări, regulile care guvernează aceste operaţii nu garantează producătorilor independenţi un tratament nediscriminatoriu în ceea ce priveşte accesul la reţeaua electrică.

Referitor la prima legătură între autoproducătorul sau producătorul independent de energie electrică şi reţeaua electrică, o practică satisfăcătoare constă în a aplica nişte condiţii tarifare generale pentru consumul de energie electrică al autoproducătorilor, în perioadele de vârf.

În ceea ce priveşte a doua legătură, tariful (remunerarea) energiei electrice vândute reţelei rămâne o problemă delicată, chiar şi în cazurile în care este acceptat principiul "costurilor evitate".

În privinţa celui de-al treilea punct, pentru instalaţiile de cogenerare autoproducătoare sau independente, furnizarea energiei electrice de către sistemul electroenergetic în cazurile de avarie rămâne încă o problemă deschisă din punctul de vedere al modului de rezolvare. Tarifarea acestui mod de furnizare impune alocarea unor cote suplimentare de investiţii şi cheltuieli anuale aferente instalaţiei de cogenerare.

4. Clasificarea diferitelor tipuri de obstacole şi analiza efectelor lor arată, evident, o anumită subiectivitate. Totuşi, se pot defini trei mari categorii de obstacole, de care este bine să se ţină seama:

- *Obstacole* de natură economică, cum ar fi, de exemplu, cotele extrem de mici aplicate exporturilor de energie electrică, produsă şi de către instalaţiile de cogenerare, şi în schimb preţurile ridicate ale energiei electrice furnizate de sistemul electronergetic în cazurile de indisponibilitate a instalaţiilor de cogenerare; absenţa unor preţuri concurenţiale pe piaţa gazului metan, tarifele mari pentru "intrările" energetice (de exemplu pentru gazul metan), contractele pe termen scurt şi instabilitatea preţurilor energiei, antrenează dificultăţi financiare pentru sistemele de cogenerare şi sistemele de alimentare centralizată cu căldură; lipsa unor instrumente eficace disponibile pe piaţă pentru internalizarea costurilor externe de mediu [9].
- *Obstacole legislative,* determinate de reglementările în domeniul emisiilor poluante şi al procedurilor administrative de lungă durată, şi costisitoare pentru obţinerea autorizaţiei de exploatare etc. [10].
- *Obstacole instituţionale*, legate de atitudinea întreprinderilor prestatoare de servicii publice privind racordarea instalaţiilor de cogenerare, rămânerea în urmă şi lipsa transparenţei pentru obţinerea permiselor etc. În foarte puţine ţări există accesul liber la reţeaua electrică, iar în cazul altora, chiar dacă accesul este posibil, el are un caracter restrâns şi costisitor [11].

În concluzie, se pare că multe obstacole importante în calea dezvoltării în Europa a cogenerării rezultă din relaţiile între "cogenerator" şi producătorii publici de energie electrică. Piedicile în calea libertăţii accesului la reţea, plata insuficientă pentru vânzarea în reţea a energiei electrice produse excedentar şi tarifele mari practicate în schimb pentru energia electrică

cumpărată din sistemul electroenergetic ca energie pentru serviciile proprii sau de vârf, toate fac parte dintre elementele care frânează penetrarea cogenerării şi, mai ales a CMP.

5. Obstacole specifice reţelelor de alimentare cu căldură şi frig, şi anume:

• *Obstacole de natură economică:* costul mult mai mare al reţelei termice de transport al căldurii faţă de instalarea unei CMP. Astfel, se estimează că în cazul reţelelor termice urbane valoarea cheltuielilor cu amortizarea lor poate depăşi chiar 10 ani [1]. În plus, pentru a fi viabilă, reţeaua sistemelor de alimentare centralizată cu căldură are nevoie de o piaţă stabilă, trebuie să se aprovizioneze cu combustibil la preţuri concurenţiale şi să fie în măsură să facă faţă concurenţei altor surse şi sisteme de alimentare cu căldură, sub aspectul costului specific, al disponibilităţii şi al calităţii căldurii livrate. Competitivitatea reţelelor de distribuţie a gazului metan şi a reducerii costului acestuia poate avea un efect negativ asupra eficienţei investiţiei în sistemele centralizate de alimentare cu căldură a consumatorilor urbani.

• *Creşterea în timp a consumurilor de energie electrică,* datorită intensificării utilizării instalaţiilor electrocasnice moderne, a echipamentelor informatice şi a automatizării industriei, simultan cu ameliorarea normelor constructive şi a izolării termice a clădirilor, antrenează o oarecare stagnare a cererii de căldură. În aceste condiţii, reţelele termice urbane existente de transport la distanţă amplifică dificultăţile dezvoltării lor. Ca urmare, s-ar putea dovedi necesitatea apelării la acele instalaţii de cogenerare care să prezinte rapoarte mai mari ale structurii producţiei de energie electrică sau căldură.

Viitorul alimentării urbane cu căldură pare a consta în extinderea rezonabilă a reţelelor termice existente, simultan, în timp, cu realizarea şi dezvoltarea unor sisteme mai puţin ambiţioase, unde distanţele de transport al căldurii vor fi diminuate. Aceasta presupune o oarecare descentralizare a producerii căldurii, în care prin CMP se pot avea în vedere mici sisteme de cogenerare de numai câţiva $MW_t$. Ulterior, acestea s-ar putea interconecta între ele, pe măsură ce încărcarea termică ar creşte.

Un aspect esenţial şi complementar celui expus mai sus este determinat de sistemele urbane de încălzire şi răcire, în funcţie de condiţiile climaterice locale. Ca urmare, cu cât perioadele de încălzire şi respectiv de răcire sunt mai mari, cu atât se reduc cheltuielile cu amortismentele. Tehnologia răcirii urbane centralizate este relativ nouă în Europa şi nu este suficient de economică pentru a ocupa un loc important pe piaţă. Sistemele urbane centralizate de răcire, de talie mare, necesită cheltuieli mari de investiţii în infrastructura aferentă transportului frigului. Eficacitatea tehnologiilor existente impune investiţii iniţiale mari, care frânează încă dezvoltarea sistemelor urbane centralizate de încălzire şi răcire.

**F. Strategia europeană în domeniul cogenerării**

În cartea albă din 1995, se subliniază că politica energetică a CEE va fi axată pe trei obiective fundamentale, pentru stabilirea unui cadru coerent în vederea punerii în operă a politicii energetice comunitare, şi anume:

a) competitivitatea întreprinderilor industriale europene din domeniul energiei, în contextul mondializării din ce în ce mai mari a pieţelor;

b) protecţia mediului;

c) siguranţa în alimentarea cu energie, privită ca un "serviciu".

CEE a reafirmat recent aceste obiective strategice în lucrarea "Vedere globală a politicii şi acţiunilor lor energetice", unde se arată că introducerea cogenerării este una din principalele căi de a pune în aplicare aceste obiective. Sub aceste aspecte sunt de subliniat următoarele două efecte benefice ale cogenerării, în general, şi a CMP, în special:

1 - cogenerarea contribuie la creşterea competitivităţii sectoarelor industriale şi comerciale, fiind totodată generatoare de locuri de muncă. Astfel, o analiză a efectelor asupra locurilor de muncă arată că penetrarea în proporţie de 44 % a cogenerării în Ţările de Jos duce la creşterea cu 19 % a locurilor de muncă pentru construcţii şi cu 22 % a celor pentru exploatare şi asigurarea mentenanţei instalaţiilor respective;

2 - în elaborarea unei politici durabile a U.E., într-un climat de concurenţă din ce în ce mai acerbă, trebuie avută în vedere importanţa creşterii producerii descentralizate sau locale a energiei. Aceasta este ajutată de noile tehnologii, care permit producerea energiei electrice şi a căldurii la o scară mai mică şi deci mai apropiată de locul de consum.

## Concluzii

• În condiţiile liberalizării pieţelor şi noilor restricţii de mediu, cogenerarea, în general, şi cogenerarea de mică putere, în particular, reprezintă o soluţie recomandată de întreaga Comunitate Europeană.

• Dezvoltarea cogenerării depinde de politica energetică specifică fiecărui stat, materializată prin legislaţia şi reglementările din domeniu, dar şi de cultura energetică a acestuia.

• Descentralizarea producţiei de energie şi apropierea producţiei de locul de consum, conduce în mod natural către cogenerarea de mică putere, ca soluţie unică sau complementară ori alternativă pentru producerea centralizată – cogenerarea de mare anvergură.

• Noile tehnologii de cogenerare, caracterizate prin performanţe ridicate de producere a energiei electrice şi termice, simultan cu reducerea investiţiilor specifice, cu scăderea costurilor de producţie, o

mai mare flexibilitate în funcţionare şi cu reducerea costurilor pentru transportul energiei, favorizează soluţiile de CMP.

- Penetrarea cogenerării, în general, şi a CMP, în particular, este frânată de obstacole de natură tehnică, dar mai ales de structura monopolistă a producţiei de energie, de aspecte de natură tarifară, legislativă şi în general de lipsa transparenţei din domeniu.
- Obligaţia încadrării în normele limită de poluare a mediului simultan cu aplicarea ecotaxelor, prin internalizarea costurilor de mediu în costurile de producere a energiei, reprezintă un factor motor pentru aplicarea cogenerării în general şi a CMP în particular.

În final rezultă că aplicarea sau nu a cogenerării, în particular a CMP, este o rezultantă a politicii energetice, respectiv a politicii economice specifică fiecărei ţări, ţinându-se seama şi de nivelul economico-social al acesteia şi de cultura energetică a populaţiei.

**BIBLIOGRAFIE**


[1] Habay, P., Bailly, H. *Le développement des micro turbines pour la cogéneration: la production d'électricité répartie.* Colloque ATEE – Cogéneration Quel Avenir ? Paris, Franta, 3-4 februarie 1999.

[2] Athanasovici, V., Bitir, I. Minciuc, E. *Soluţii de cogenerare de foarte mică putere – realizări şi perspective.* În: Bulletin Informativ, nr.1/2000, pag. 23-28, RADET Bucureşti.

[3] Ploix, B. , Servais, C. *L'avenir de la cogéneration. Question qui se posent en France,* Colloque ATEE – Cogéneration Quel Avenir ? Paris, Franţa, 3-4 februarie 1999.

[4] C.C.E. *Communication de la Commission au Conseil, au Parlement Européen, au Comité Economique et social et au Comité des Régions ; Une stratégie communautaire pour promouvoir a production combinée de chaleur et d'électricité et supprimer les obstacles à son développement,* Bruxelles, 15/10/1997.

[5] Cotard, E. *Chargé de mission COGEN Europe, L'Europe et la cogéneration : une libéralisation en demi teinte ?* Colloque ATEE – Cogéneration Quel Avenir ? Paris, Franta, 3-4 februarie 1999.

[6] Lessieur, P., Bernard, A. TOTAL S.A., *Le développement de la cogéneration, Colloque ATEE – Cogéneration Quel Avenir ?* Paris, Franta, 3-4 februarie 1999.

[7] Beckers, G. *Centre National des recherches énergie des Pays Bas Electricité disséminée : renaissance du moteur Stirling,* Colloque ATEE – Cogéneration Quel Avenir ? Paris, Franta, 3-4 februarie 1999.

[8] Ţuţuianu, O. *Raport de mediu 1997-1998,* CONEL, 1999.

[9] Muşatescu, V. *Consideraţii privind componentele unei eventuale taxe pe carbon la nivelul României.* În: Sesiunea Ştiinţifică 50 de ani de învăţământ energetic în Universitatea Politehnica din Bucureşti, 10-11 noiembrie 2000, Volumul II, pag. 361, Bucureşti, România.

[10] Neagu, C., Athanasovici, V. *Aspecte legislative, reglementări şi strategii specifice cogenerării.* În: *WEC Regional Energy Forum,* Neptun, România, septembrie 10-14, 2000.

[11] Stoyanovitch-Salti, Y. *L'auto-production : champ d'application de la cogéneration. Des monopoles concurrencés,* Barcelona, 16/17 iunie, 1992.


**(Primit la 25 aprilie 2001, acceptat la 14 iunie 2001)**

## *Recenzie*

Drăgan, G., Golovanov, N., Mazzeti, C., Nucci, C. A., Costea, M., Drăgan, L. D. **Tehnica tensiunilor înalte,** Ed. Academiei Române şi Ed. AGIR, Bucureşti, 2001, 700 p.

A apărut sub egida prestigioaselor edituri a Academiei Române şi a AGIR volumul II din tratatul de *Tehnica tensiunilor înalte,* întocmit sub îndrumarea domnului prof. dr. ing. Gleb DRĂGAN, membru corespondent al Academiei Române, profesor de specialitate timp de 40 de ani în acest domeniu.

Pe lângă o coordonare competentă şi eficientă a întregii lucrări, profesorul Drăgan a contribuit direct la peste 45 % din conţinut, dezvoltând capitolele cele mai delicate ale conceptului de tehnica tensiunilor înalte.

În calitate de coodonator, profesorul Drăgan şi-a ales bine colaboratorii, pentru a asigura nivelul calitativ dorit.

Astfel, profesorul Nicolae Golovanov, cunoscut specialist, teoretician şi practician, şi-a luat sarcina a peste 33 % din conţinut, dezvoltând o serie de probleme şi concepte de bază ale teoriei propagării undelor de tensiune pe liniile electrice, precum şi teoria supratensiunilor temporare şi a supratensiunilor de comutaţie.

Marian Costea prezintă cercetările proprii, efectuate cu ocazia întocmirii tezei de doctorat din anul 1998, susţinută la Universitatea „POLITEHNICA" Bucureşti, bineînţeles completându-le la zi. El tratează un subiect de mare actualitate în lume, cu aspecte ştiinţifice noi, legate şi de impulsul electromagnetic cu front foarte rapid, remarcat în special în domeniul exploziilor nucleare.

Profesorul dr. ing. Bogdan Nicoară tratează studiul proceselor de propagare prin metoda Dammel.

Cunoscutul specialist prof. dr. ing. Augustin Moraru, profesor la Universitatea „POLITEHNICA" Bucureşti – Facultatea de Electrotehnică, tratează capitolul 2.3. privitor la propagarea undelor de tensiune în transformatoare şi maşini electrice. Contribuţia sa la unele aspecte practice ale exploatării instalaţiilor sistemelor electroenergetice este remarcabilă.

Mai trebuie menţionaţi profesorii Carlo Mazzeti de la Univeristatea "La Sapientia" di Roma şi Carlo Alberti Nucci de la Universitatea di Bologna, colaboratori şi prieteni ai profesorului Gleb Drăgan, care au scris împreună capitolul 6 privitor la "Supratensiunile atmosferice induse".

În final, remarcăm contribuţia fiului profesorului coordonator, inginerul Liviu Dan Drăgan, care dezvoltă, în cunoştinţă de cauză, capitolul privitor la prizele de pământ.

O serie de anexe utile încheie acest volum.

Coordonatorul promite elaborarea şi a unui al treilea volum, care va cuprinde teme privitoare la instalaţii de încercare la tensiuni înalte şi curenţi intenşi, laboratoare, compatibilităţile electromagnetice, influenţa instalaţiilor asupra mediului înconjurător etc.

Volumul II are o valoare deosebită pentru specialiştii care lucrează în învăţământ, cercetare, proiectare, exploatare şi îl recomandăm celor care doresc să-şi menţină cunoştinţele tehnice şi ştiinţifice la zi şi să aibă, în acelaşi timp, sursele teoretice pentru aplicaţiile practice şi explicaţiile tehnice ale evenimentelor din sistemele electroenergetice.

**dr. ing. Eugeniu PAVEL**

# Sistem de sondare a curbelor de sarcină ale consumatorilor în vederea stabilirii profilurilor tip

dr. ing. Mircea SCUTARIU*
conf. dr. ing. Gianfraco CHICCO**
prof. dr. ing. Roberto NAPOLI**
prof. dr. ing. Petre POSTOLACHE**

*Problema cercetării profilului curbelor de sarcină este tot mai acută în perioada actuală, datorită presiunilor impuse de liberalizarea pieţelor de energie. Pe parcursul timpului au fost depuse eforturi susţinute pentru căutarea unor metode adecvate de abordare eficientă economic a problemei stabilirii de profiluri reprezentative ale curbelor de sarcină zilnică a consumatorilor. Lucrarea se ocupă de dezvoltarea şi implementarea unei metode de tip statistic, bazată pe tehnica eşantionării stratificate, pentru determinarea dimensiunii eşantioanelor reprezentative ale diferitelor submulţimi de consumatori de energie electrică. Tipul de mecanism descris în lucrare poate fi folosit la elaborarea unui sistem de sondare a populaţiei de consumatori deserviţi de un operator de distribuţie. În lucrare se prezintă o aplicaţie practică a tehnicii eşantionării stratificate pe o mulţime test de consumatori deserviţi de S.C. Electrica S.A., iar rezultatele obţinute sunt discutate şi comentate.*

Descriptori: curbe de sarcină zilnice, metode statistice, eşantionare stratificată, sistem de sondare a consumatorilor

## Introducere

În condiţiile liberalizării pieţei de energie şi a industriilor de electricitate este aşteptată o creştere semnificativă a presiunii asupra companiilor de utilităţi, cum sunt şi cele de distribuţie a energiei electrice, de a folosi cât mai eficient resursele proprii, înainte de a lua în considerare orice investiţie majoră în infrastructura de transport şi distribuţie. Ţinând cont de acest context, o mai bună cunoaştere a caracteristicilor consumului de electricitate al clienţilor poate permite o ofertă mai variată de pachete de tarife la desfacerea energiei electrice, care să îmbunătăţească nivelul de competitivitate al companiei în cauză.

Modelarea consumatorilor de energie electrică este o acţiune căreia trebuie să i se acorde o deosebită şi continuă atenţie, întrucât constituie un instrument puternic pentru fundamentarea strategiilor de dezvoltare a infrastructurii companiilor de distribuţie, a gamei de servicii şi sistemelor de tarife. Există o serie de metode consacrate de modelare a consumatorilor, dintre acestea detaşându-se curba de sarcină şi elementele de caracterizare ale acesteia.

Curba de sarcină reprezintă un concept care descrie modul în care se prezintă cererea de energie a unui anumit consumator, pentru o perioadă de timp dată. De obicei, pe lângă factori de origine socio-economică, cum ar fi prezenţa în sectorul rezidenţial, şi modelele comportamentale ale colectivităţilor în ceea ce priveşte petrecerea timpului liber şi a timpului la muncă, s-a constatat, prin cercetări, că şi variaţia de temperatură zilnică, şi în general ciclurile anotimpurilor, cu condiţiile meteorologice specifice, reprezintă factori cu influenţă semnificativă asupra profilului curbei de sarcină a multor consumatori. Din acest motiv, este naturală încercarea de a descoperi anumite profiluri ale curbelor de sarcină care să ţină cont de tipul anotimpului pentru care se încearcă modelarea curbei de sarcină şi de tipul zilei, lucrătoare sau nelucrătoare. O rafinare mai precisă a acestor curbe tip în funcţie de tipul zilei este adesea un efort suplimentar, care nu aduce substanţiale îmbunătăţiri în procesul de modelare.

În general, curbele de sarcină sunt determinate pentru grupuri de consumatori care prezintă o serie de caracteristici comune, care le confirmă apartenenţa la acel grup, caracteristici care, de obicei, se referă la modul în care acei consumatori consumă energie electrică din punctul de vedere al momentului în care are loc consumul şi al cantităţii de energie consumate.

Curbele de sarcină au fost utilizate de mulţi ani în industria energetică [1-3] pentru o serie de scopuri specifice, dintre care trebuie enunţate, fără a pretinde enumerarea în ordinea importanţei:

a) formularea tarifelor de desfacere a energiei electrice împreună cu strategiile de marketing;

b) prognoza, cu o precizie mai ridicată, a sarcinii sistemelor de transport şi distribuţie a energiei electrice, în vederea planificării şi exploatării infrastructurilor respective, astfel încât să se asigure o calitate corespunzătoare a serviciilor;

c) proiectarea adecvată a strategiilor de management ale distribuitorilor şi transportatorilor de energie electrică pentru îmbunătăţirea eficienţei exploatării acestor sisteme;

d) proiectarea adecvată a strategiilor de management al sarcinii consumatorilor şi a măsurilor de conservare a energiei la aceştia, astfel încât să se îmbunătăţească eficienţa exploatării sistemului de transport/distribuţie.

Există două direcţii importante în care analiza şi modelarea curbelor de sarcină, evident condusă cu mijloace specifice fiecărei direcţii, se dovedesc a avea un impact major.

Una dintre direcţii este reprezentată de necesitatea caracterizării consumatorului de energie electrică în vederea încadrării în una din clasele de consum stabilite la nivel naţional de organismul care reglementează aceste aspecte. Odată realizată această încadrare se oferă argumente pentru negocierea sau fixarea unui anumit tarif de decontarea a energiei electrice.

Cea de-a doua direcţie o constituie acţiunea de simulare sau evaluare a consumului de energie pentru un anumit consumator sau

* S.C. Electrica S.A., Sucursala de Distribuţie, Bucureşti
** Dipartimento di Ingegneria Elettrica Industriale, Politecnico di Torino, Italia
*** Universitatea POLITEHNICA, Bucureşti, Facultatea de Energetică.

pentru grupuri de consumatori alimentaţi din acelaşi nod al reţelei de distribuţie.

Programele de cercetare a curbelor de sarcină au fost utilizate de mult timp de către companiile de utilităţi electrice din majoritatea ţărilor pentru a identifica caracteristici asociabile fiecărui tip de consumator.

Datele brute şi tehnicile de cercetare a curbelor de sarcină joacă un rol vital în acţiunea de stabilire a profilurilor curbelor de sarcină prin [5]:

- furnizarea unor profiluri adecvate ale curbei de sarcină pentru categoriile specificate de consumatori;
- asistenţă privind evaluarea măsurii în care profilul curbei de sarcină a unui consumator oarecare poate fi aşteptat să varieze faţă de profilul mediu al categoriei din care acesta face parte;
- utilizarea unor tehnici, cum ar fi analiza pe grupuri şi discriminatorie, pentru identificarea profilurilor curbelor de sarcină şi pentru a indica acele caracteristici ale consumatorului care permit încadrarea corectă a acestuia la un anumit profil de curbă de sarcină.

Caracterizarea profilului curbelor de sarcină ale consumatorilor de electricitate necesită o clasificare consistentă a acestora şi efectuarea unor sondaje axate pe stabilirea profilurilor asociate la diferite clase de consumatori. În literatura recentă sunt prezentate o serie de eforturi de sistematizare a procedurilor de clasificare a consumatorilor, fie din partea organismelor de reglementare (vezi experienţa britanică [4]), fie din partea companiilor de distribuţie (practica operatorului de distribuţie Taipower [5,6]). Aceste proceduri de sistematizare ţin cont, în principal, de tipul utilizatorului (rezidenţial, industrial, comercial etc.), de nivelul de tensiune la care se face alimentarea şi de factorul de încărcare (exprimat ca raport între sarcina medie şi sarcina maximă în intervalul perioadei de observare).

În figura 1 este prezentată o procedură generală, bazată pe un sistem de sondare a mulţimii consumatorilor unui operator de distribuţie, prin care se poate stabili portofoliul de curbe de sarcină zilnică tip pentru o anumită structură de clase de consumatori.

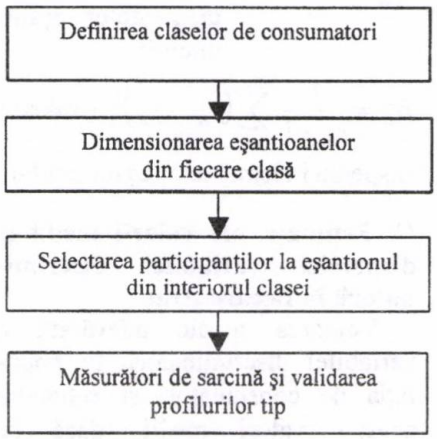



Fig.1. Procesul de sondare a mulţimii consumatorilor în vederea stabilirii profilului caracteristic al curbelor de sarcină asociate.

Aplicarea în practică a acţiunilor de stabilire a profilurilor reprezentative de curbe de sarcină trebuie precedată de o serie de decizii, dintre care critice sunt cele care vor desemna numărul şi aria de acoperire a acestor profiluri reprezentative. Principalele criterii care pot sprijini decizia privind alegerea unui anumit set de profiluri de curbe de sarcină din mai multe seturi alternative pot fi [5]:

* fiecare profil de curbă de sarcină ar trebui să reprezinte un grup relativ omogen de consumatori;
* fiecare profil de curbă de sarcină ar trebui să fie sensibil diferit faţă de celelalte;
* identificarea caracteristicilor necesare încadrării unui anumit consumator la un anumit profil de curbă de sarcină ar trebui să fie foarte clară şi uşor de determinat, astfel încât procesul de implementare a rezultatelor cercetărilor profilurilor curbelor de sarcină să fie funcţional;
* gama aleasă de profiluri de curbe de sarcină ar trebui să acopere o arie cât mai largă, ideal întreaga mulţime, din populaţia consumatorilor investigabili;
* numărul de profiluri de curbe de sarcină ar trebui să fie relativ scăzut.

Pentru identificarea diferitelor curbe tip este necesară, de regulă, punerea în practică a unui sistem de sondare extins al consumatorilor deserviţi, ceea ce reclamă un efort important în ceea ce priveşte aparatele de măsurare-înregistrare. Costul ridicat asociat unor astfel de acţiuni face ca procedura de dimensionare a sistemului de sondare a mulţimii consumatorilor să fie critică.

Articolul cuprinde câteva consideraţii asupra unei posibile strategii de alocare a resurselor (aparate înregistratoare) pentru investigarea claselor de consumatori, bazată pe caracteristici statistice ale acestora şi folosind teoria eşantionării stratificate [7].

## 1. Modelul matematic al metodei eşantionării stratificate

Această metodă de cercetare statistică utilizează proprietăţile estimaţiilor provenite dintr-un eşantion stratificat şi cea mai bună alegere asupra mărimii eşantionului $n_h$ din stratul $h$ al populaţiei investigate, pentru a obţine precizia dorită la stabilirea caracteristicilor urmărite.

Se porneşte de la premisa existenţei unei legături de directă dependenţă între o variabilă discriminatorie aleasă şi profilul curbei de sarcină. În fapt, sistemul de sondare se construieşte având ca obiectiv stabilirea dimensiunii eşantioanelor în interiorul fiecărei clase a populaţiei de consumatori, cu un criteriu economic de limitare a numărului total de eşantioane, astfel încât variabila discriminatorie să poată fi evaluată cu un anumit interval de încredere pe baza estimaţiilor făcute asupra ei în straturile populaţiei. Ulterior, sistemul de sondare poate fi utilizat la stabilirea curbelor de sarcină tip pentru fiecare clasă de consumatori.

**A. Concepte**

Conceptual, o variabilă $y$ este aleasă ca principală trăsătură discriminatorie în cadrul mulţimii consumatorilor deserviţi (aceasta poate fi puterea activă contractată, puterea medie consumată sau energia electrică cerută pe un interval convenţional de observare). Este necesar ca această variabilă discriminatorie să fie disponibilă cu uşurinţă din informaţiile uzual culese de compania de distribuţie.

Variabila poate fi evaluată pentru toată mulţimea consumatorilor ($y_{tot}$) sau pentru fiecare clasă de consumatori ($y_h$) în parte. Aceste clase de consumatori întrunesc toate caracteristicile necesare pentru a fi desemnate drept straturi ale populaţiei originare, definită prin mulţimea tuturor consumatorilor. Metoda eşantionării stratificate propune un sistem de eşantionare care dă dimensiunea numărului de reprezentanţi din fiecare clasă, optimizată astfel încât estimaţia asupra mărimii $y_{tot}$ să poată fi făcută folosind estimaţiile $y_h$, evaluate în fiecare strat. Principalele etape ale construirii unui sistem de sondare bazat pe teoria eşantionării stratificate sunt prezentate în cele care urmează.

**B. Estimaţii ale valorii medii şi dispersiei variabilei discriminatorii în fiecare strat**

Fie o populaţie constând din $N$ consumatori, care este împărţită în $L$ straturi. Pentru stratul generic $h$ se folosesc următoarele notaţii:

$N_h$ - numărul total de unităţi;

$n_h$ - numărul total de unităţi din eşantionul reprezentativ;

$y_{h_i}$ - valoarea variabilei discriminatorii obţinute pentru unitatea $i$;

$\mu_h = \frac{\sum_{i=1}^{N_h} y_{h_i}}{N_h}$ - valoarea medie adevărată pentru întreaga populaţie a stratului;

$\sigma_h^2 = \frac{1}{N_h - 1}\sum_{i=1}^{N_h}\left(y_{h_i} - \mu_h\right)^2$ - valoarea adevărată a dispersiei pentru întreaga populaţie a stratului;

$\hat{y}_h = \frac{\sum_{i=1}^{n_h} y_{h_i}}{n_h}$ - valoarea medie a elementelor eşantionului;

$\hat{\sigma}_h^2 = \frac{1}{n_h - 1}\cdot\sum_{i=1}^{n_h}\left(y_{h_i} - \hat{y}_h\right)^2$ - valoarea dispersiei elementelor eşantionului.

**C. Estimaţii ale valorii medii şi dispersiei variabilei discriminatorii în fiecare strat**

Valoarea medie adevărată a variabilei discriminatorii în populaţia de consumatori şi estimaţia acestei valori medii, dacă se apelează la eşantionarea stratificată, sunt date de relaţiile:

$$\mu = \frac{1}{N}\sum_{h=1}^{L} N_h \cdot \mu_h \qquad (1)$$

$$\hat{y}_{st} = \frac{1}{N}\cdot\sum_{h=1}^{L} N_h \cdot \hat{y}_h \qquad (2)$$

unde $N_1 + N_2 + ... + N_L = N$, cu $L$ numărul de straturi, şi $n_1 + n_2 + ... + n_L = n$ sunt eşantioanele alese în straturile $L$ ale populaţiei de consumatori.

Pentru eşantionarea aleatoare stratificată, dispersia lui $\hat{y}_{st}$, luată ca estimaţie a mediei populaţiei, este exprimată ca [9]:

$$\hat{\sigma}^2(\hat{y}_{st}) = \frac{1}{N^2}\cdot\sum_{h=1}^{L}\left[N_h^2 \cdot \frac{(N_h - n_h)}{(N_h - 1)}\cdot\frac{\sigma_h^2}{n_h}\right] \qquad (3)$$

Relaţia pentru stabilirea intervalului de încredere pentru valoarea medie a variabilei discriminatorii în populaţia inspectată este:

$$\hat{y}_{st} \pm k\cdot\hat{\sigma}(\hat{y}_{st}). \qquad (4)$$

Folosind ipoteza uzuală, conform căreia se presupune că $\hat{y}_{st}$ este normal distribuită, valoarea multiplicatorului $k$, desemnând valoarea abaterii normale corespunzătoare probabilităţii de realizare dorite, poate fi aleasă în conformitate cu tabelul 1, pe baza celor mai utilizate probabilităţi de realizare.

*Tabelul 1*

**Valorile multiplicatorului $k$ pentru intervalul de încredere**

| Valori tipice ale probabilităţii de realizare | 50 % | 80 % | 90 % | 95 % | 99 % |
|---|---|---|---|---|---|
| Valori ale lui $k$ | 0,67 | 1,28 | 1,64 | 1,96 | 2,58 |

(Formularea corectă a intervalului de încredere pentru determinarea valorii medii adevărate este: "Valoarea medie a caracteristicii urmărite într-o populaţie se găseşte cu probabilitatea de 50 % în intervalul $[\hat{y}_{st} - 0.67\cdot\hat{\sigma}(\hat{y}_{st}), \hat{y}_{st} + 0.67\cdot\hat{\sigma}(\hat{y}_{st})]$").

**D. Selectarea dimensiunii eşantioanelor**

În eşantionarea stratificată numărul $n_h$ necesar de elemente al eşantioanelor în straturile respective este decis de către cel care organizează sondajul. Aceste dimensiuni pot fi alese astfel încât să minimizeze $\hat{\sigma}^2(\hat{y}_{st})$ pentru un cost specificat al efectuării sondajului [8]. Cea mai simplă funcţie de cost care poate fi utilizată în procesul proiectării dimensiunii eşantionului, în condiţii optime, este exprimată sub forma:

$$C = c_0 + \sum_{h=1}^{L} c_h \cdot n_h ,$$

unde:

$c_0$ este costul fix presupus de efectuarea sondajului;

$c_h$ – costul asociat efectuării sondajului în stratul $h$.

Problema de optimizare pentru determinarea dimensiunii eşantionului poate fi pusă sub forma următoare:

"Să se minimizeze:

$$\hat{\sigma}^2(\hat{y}_{st}) = \frac{1}{N^2}\cdot\left[\sum_{h=1}^{L}\frac{N_h^3\cdot\sigma_h^2}{n_h(N_h - 1)} - \sum_{h=1}^{L}\frac{N_h^2}{N_h - 1}\cdot\sigma_h^2\right] \qquad (5)$$

astfel încât restricţia de egalitate

$\sum_{h=1}^{L} c_h \cdot n_h = C - c_0$ să fie îndeplinită."

Pentru a rezolva problema se foloseşte metoda multiplicatorilor lui Lagrange, unde $n_h$ şi multiplicatorii $\lambda$ sunt selectaţi astfel încât să se minimizeze funcţia obiectiv:

$$\hat{\sigma}^2(\bar{y}_{st}) + \lambda \cdot \left( \sum_{h=1}^{L} c_h n_h - C + c_0 \right) =$$

$$= \frac{1}{N^2} \cdot \left[ \sum_{h=1}^{L} \frac{N_h^3 \cdot \sigma_h^2}{n_h (N_h - 1)} - \sum_{h=1}^{L} \frac{N_h^2}{N_h - 1} \cdot \sigma_h^2 \right] +$$

$$+ \lambda \cdot (c_1 n_1 + c_2 n_2 + ... + c_H n_H - C + c_0).$$

Derivând în raport cu $n_h$ şi egalând cu zero expresia de mai sus se obţine următoarea ecuaţie:

$$-\frac{1}{N^2} \cdot \frac{N_h^3 \cdot \sigma_h^2}{n_h^2 (N_h - 1)} + \lambda \cdot c_h =$$

$$= 0, \qquad (h = 1,2,...L)$$

de unde, alegând doar soluţia valabilă logic, se poate obţine:

$$n_h \cdot \sqrt{\lambda} = \frac{N_h \cdot \sigma_h}{N} \sqrt{\frac{N_h}{c_h (N_h - 1)}}. \quad (6)$$

Prin însumarea ecuaţiei (6) pentru toate straturile desemnate ale populaţiei, se poate obţine expresia următoare:

$$n \cdot \sqrt{\lambda} = \frac{\sum_{h=1}^{L} N_h \sigma_h \sqrt{\frac{N_h}{c_h (N_h - 1)}}}{N}, \quad (7)$$

unde $n$ reprezintă numărul total de unităţi din toate eşantioanele straturilor populaţiei şi reprezintă, practic, o valoare necunoscută la acest nivel al procesului de proiectare al eşantionării stratificate.

Prin construirea raportului între ecuaţiile (6) şi (7) rezultă că:

$$n_h = n \frac{N_h \sigma_h \sqrt{\frac{N_h}{c_h (N_h - 1)}}}{\sum_{m=1}^{L} N_m \sigma_m \sqrt{\frac{N_m}{c_m (N_m - 1)}}}.$$

Întrucât costurile pentru efectuarea sondajului asupra consumatorilor de electricitate pot fi cu uşurinţă aproximate ca fiind comparabile, indiferent de mărimea eşantionului şi de straturile componte, ultima ecuaţie devine:

$$n_h = n \frac{N_h \sigma_h \sqrt{\frac{N_h}{(N_h - 1)}}}{\sum_{m=1}^{L} N_m \sigma_m \sqrt{\frac{N_m}{(N_m - 1)}}} \quad (8)$$

Din analiza relaţiei (8) se pot extrage o serie de reguli sau recomandări privind alegerea dimensiunii eşantionului într-un strat. Astfel, este recomandabil ca într-un strat al populaţiei în studiu să fie ales un număr mai mare de elemente în eşantionul respectiv, dacă: 1 - stratul în cauză are o dimensiune mare (numărul de elemente componente este relativ mare în raport cu numărul elementelor din total populaţie); 2 - în stratul în cauză caracteristica de determinat are o mai pronunţată variabilitate.

**E. Estimarea numărului total de eşantioane pe baza intervalului de încredere**

Pentru a completa procesul de alocare optimă a dimensiunilor eşantioanelor în fiecare strat mai trebuie parcursă o etapă, aceasta fiind determinarea numărului n, numărul total de elemente, în toate eşantioanele alese pentru straturile populaţiei. Soluţia, în condiţiile în care se presupune că $\hat{\sigma}^2(\hat{y}_{st})$ este fixă, rezultă prin înlocuirea expresiei pentru $n_h$, adică a relaţiei (8) în expresia (5) şi prin rezolvarea ecuaţiei obţinute pentru $n$. Astfel, după înlocuire se obţine relaţia:

$$\hat{\sigma}^2(\hat{y}_{st}) = \frac{1}{N^2} \cdot \left[ \sum_{h=1}^{L} \frac{N_h^3 \cdot \sigma_h^2}{n_h (N_h - 1)} - \sum_{h=1}^{L} \frac{N_h^2}{N_h - 1} \cdot \sigma_h^2 \right] = \frac{1}{N^2} \cdot$$

$$\cdot \left[ \sum_{h=1}^{L} \frac{N_h^2 \cdot \sigma_h^2}{n \cdot \frac{N_h \sigma_h \sqrt{N_h \cdot (N_h - 1)}}{\sum_{m=1}^{L} N_m \sigma_m \sqrt{\frac{N_m}{(N_m - 1)}}}} - \sum_{h=1}^{L} \frac{N_h^2}{N_h - 1} \cdot \sigma_h^2 \right] = \frac{1}{N^2} \cdot \left[ \frac{1}{n} \cdot \sum_{h=1}^{L} N_h \cdot \right.$$

$$\left. \cdot \sigma_h \sqrt{\frac{N_h}{(N_h - 1)}} \cdot \left( \sum_{m=1}^{L} N_m \cdot \sigma_m \sqrt{\frac{N_m}{(N_m - 1)}} \right) - \sum_{h=1}^{L} \frac{N_h}{(N_h - 1)} \cdot \sigma_h^2 \right] =$$

$$\frac{1}{N^2} = \left[ \frac{1}{n} \cdot \left( \sum_{h=1}^{L} N_h \cdot \sigma_h \sqrt{\frac{N_h}{(N_h - 1)}} \right)^2 - \sum_{h=1}^{L} \frac{N_h}{N_h - 1} \cdot \sigma_h^2 \right]$$

Prin rezolvarea acestei ecuaţii în raport cu $n$ se obţine soluţia:

$$n = \frac{\left( \sum_{h=1}^{L} N_h \cdot \sigma_h \sqrt{\frac{N_h}{(N_h - 1)}} \right)^2}{N^2 \cdot \hat{\sigma}(\hat{y}_{st}) + \sum_{h=1}^{L} \frac{N_h}{(N_h - 1)} \cdot \sigma_h^2} \quad (9)$$

Ultima ecuaţie permite determinarea numărului total de elemente din toate eşantioanele din straturi, cu condiţia ca numărul de elemente din fiecare strat al populaţiei şi dispersia adevărată a caracteristicii stabilite drept criteriu de organizare a sondajului stratificat la nivelul fiecărui strat al populaţiei să fie cunoscute, împreună cu $\hat{\sigma}^2(\hat{y}_{st})$, considerat dispersia lui $\hat{y}_{st}$ ca estimaţie a valorii medii adevărate.

Problema constă în imposibilitatea evaluării lui $\hat{\sigma}^2(\hat{y}_{st})$ în avans de efectuarea sondajului propriu-zis, astfel că devine necesară efectuarea unei alegeri asupra valorii acesteia. În analiza statistică este o problemă comună să fie necesară evaluarea anumitor caracteristici presupunând o anumită margine de eroare, uzual exprimată printr-un interval de încredere pentru rezultatul care se va obţine. În acest caz apare încă o ilustrare practică a aplicării conceptului de interval de încredere în raport cu stabilirea valorii unei anumite caracteristici.

Se presupune existența unei anumite margini de eroare pentru stabilirea estimației valorii medii $\hat{y}_{st}$ a populației, care va fi notată cu $d$. Atunci se poate scrie că:

limita superioară-limita inferioară = $= 2 \cdot d$

unde, luând în considerare dispersia adevărată în locul estimației sale, conform relației (4) urmează că:

$$\text{limita superioară} \underset{Eq.(4)}{\overset{def.}{=}} \hat{y}_{st} + k \cdot \hat{\sigma}(\hat{y}_{st})$$

$$\text{limita inferioară} \underset{Eq.(4)}{\overset{def.}{=}} \hat{y}_{st} - k \cdot \hat{\sigma}(\hat{y}_{st})$$

cu $k$ valoarea abaterii normale corespunzătoare probabilității de realizare dorite.

Din ultima ecuație rezultă că:

$$k \cdot \hat{\sigma}(\hat{y}_{st}) = d \quad \rightarrow \quad \hat{\sigma}^2(\hat{y}_{st}) = \frac{d^2}{k^2}$$

și introducând acest rezultat în ecuația (9) se poate obține o expresie care face legătura între numărul total de elemente al eșantioanelor din straturi, marginea de eroare acceptată și probabilitatea de realizare dorită, care a fost aleasă:

$$n = \frac{k^2 \cdot \left( \sum_{h=1}^{L} N_h \cdot \hat{\sigma}_h \sqrt{\frac{N_h}{(N_h - 1)}} \right)^2}{N^2 \cdot d^2 + k^2 \cdot \sum_{h=1}^{L} \frac{N_h}{(N_h - 1)} \cdot \hat{\sigma}_h^2} \cdot \qquad (10)$$

Pentru a conchide, în urma demersului prezentat următoarea afirmație este adevărată: "Presupunând o margine de eroare acceptabilă, $d$, în determinarea caracteristicii statistice căutate a variabilei discriminatorii $y$ și un interval de încredere, descris prin mărimea $k$, în care se va regăsi caracteristica statistică urmărită pentru întreaga populație, pornind de la eșantionarea stratificată, atunci numărul total de elemente care trebuie să compună eșantioanele din straturile populației de $N$ elemente este dat de relația (10)".

Ca o concluzie, prin utilizarea doar a relațiilor (10) și (8) se poate proiecta un sistem de sondare bazat pe tehnica eșantionării stratificate. Sistemul va utiliza, spre exemplu, doar valoarea puterii medii consumate a claselor de consumatori prin intermediul estimațiilor dispersiilor acesteia în fiecare clasă (folosind datele de facturare disponibile). Numărul total de clienți și numărul de clienți aparținători fiecărei clase sunt disponibili cu ușurință, iar în continuare trebuie făcută o alegere în ceea ce privește intervalele de încredere și marginile de eroare acceptabile pentru determinarea estimației valorii medii a puterii consumate în fiecare strat. Odată stabilit sistemul de sondare, datele vor fi colectate de la consumatorii selectați în mod aleator din fiecare clasă de consumatori până la îndeplinirea numărului minim necesar pentru eșantionul din fiecare strat și vor fi prelucrate ulterior pentru determinarea profilului tip al curbei de sarcină zilnice reprezentative și a indicatorilor care o pot caracteriza, conform procedurii descrise în diagrama din figura 1.

## 2. Studiu de caz. Simularea construirii unui sistem de sondare a consumatorilor deserviți de S.C. Electrica S.A.

Pentru ilustrarea aplicabilității metodei descrise a fost întreprins un studiu de caz pe baza unui tablou parțial al mulțimii consumatorilor deserviți de S.C. Electrica S.A.

Pentru studiul de caz referitor la mulțimea consumatorilor deserviți de S.C. Electrica S.A., analiza s-a limitat la un pachet de numai 491 de consumatori, despre care au existat centralizate o serie de informații privind profilul și volumul consumului de energie electrică. Acești consumatori au fost considerați ca o mulțime reprezentativă, ei aparținând mai multor ramuri industriale (în fapt s-a asigurat acoperirea tuturor ramurilor industriale din economia națională). Asupra acestei mulțimi s-a încercat structurarea unui sistem de sondare a consumatorilor. Informațiile culese au fost constituite din curbele de sarcină reprezentative pentru fiecare consumator în parte, pentru o săptămână în sezonul de iarnă.

Variabilitatea ridicată a nivelului puterilor absorbite efectiv de către acești consumatori, chiar în interiorul aceleiași clase (structura arbitrară adoptată a claselor de consum este prezentată în tabelul 2), a solicitat adoptarea unei proceduri de normalizare a curbelor de sarcină folosite la întocmirea studiului. Aceasta a fost necesară pentru uniformizarea profilului curbei de sarcină. Procedura de normalizare a profilului curbelor de sarcină constă în raportarea valorilor înregistrate la o valoare de bază, aleasă în funcție de disponibilitatea acesteia. În cazul aplicației pe care o prezentăm aici, opțiunile considerate au fost valoarea maxim absorbită în intervalul de observare, respectiv valoarea puterii medii absorbite în intervalul de observare, dintre care prima a fost considerată relativ ușor de accesat.

*Tabel 2*

**Date informative asupra contingentului de consumatori deserviți de S.C. Electrica S.A. luați în considerare**

| Clasa | Descriere | Număr total reprezentanți |
|---|---|---|
| 1 | Industria cărbunelui | 12 |
| 2 | Industria petrolului | 17 |
| 3 | Industria metalurgiei feroase | 14 |
| 4 | Industria metalurgiei neferoase | 11 |
| 5 | Industria construcțiilor de mașini | 115 |
| 6 | Industria chimică | 48 |
| 7 | Industria materialelor de construcții | 32 |
| 8 | Industria celulozei și hârtiei | 5 |
| 9 | Industria ușoară | 49 |
| 10 | Industria alimentară | 39 |
| 11 | Industria lemnului | 8 |
| 12 | Alte activități industriale | 28 |
| 13 | Transport și telecomunicații | 30 |
| 14 | Agricultură | 7 |
| 15 | Terțiar | 71 |
| 16 | Casnic | 5 |
| | *TOTAL* | 491 |

În ceea ce privește variabilele discriminatorii au fost luate în considerare trei posibile opțiuni: energia consumată pe interval de o

săptămână, $E_{sapt}$, puterea medie săptămânală, $P_{med\ sapt}$, respectiv raportul între puterea maxim absorbită şi puterea medie absorbită în acelaşi interval de o săptămână, $P_{max/med}$.

În tabelul 3 se găseşte sinteza rezultatelor aplicării tehnicii eşantionării stratificate pentru construirea unui sistem de sondare a acestei mulţimi de consumatori, luând în considerare toate posibilele variabile discriminatorii, în condiţiile fixării dimensiunii totale a eşantionului de testat la 150 unităţi din mulţimea de 491 de consumatori.

de factori valoare medie-dispersie variabilă discriminatorie în interiorul clasei, în corelare cu valoarea medie a variabilei discriminatorii la nivelul întregii populaţii studiate.

Se observă că pentru clasele 6, 10 şi 15 numărul necesar de eşantioane, sensibil mai mic decât la celelalte două variante, se datorează, pe de o parte, dispersiei mai mici în interiorul claselor respective (faţă de celelalte două variabile discriminatorii investigate), dar şi faptului

În continuarea acestei analize, a fost investigat modul în care alegerea variabilei discriminatorii influenţează variaţia marginii de eroare $d$, atunci când se urmăreşte parametrizarea acestei variaţii în funcţie de multiplicatorul $t$, asociat dimensiunii intervalului de încredere, şi de numărul $n$, ales pentru dimensiunea totală a eşantionului din cadrul populaţiei. Rezultatele sub formă grafică, sunt prezentate în figurile 2, 3 şi 4.

*Tabel 3*

**Sinteza rezultatelor obţinute prin aplicarea tehnicii eşantionării stratificate**

| Clasa | $N_{cons}$ | Variabila discriminatorie | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | $E_{săpt}$ | | | $P_{med\ săpt}$ | | | $P_{max/\ med}$ | | |
| | | $\mu_{E_{săpt}}$ [u,r, h] | $\sigma_{E_{sapt}}$ [%] | Număr necesar eşantioane | $\mu_{P_{med\ săpt}}$ [u,r,] | $\sigma_{P_{med\ săpt}}$ [%] | Număr necesar eşantioane | $\mu_{P_{max/\ med}}$ [u,r,] | $\sigma_{P_{max\ /med}}$ [%] | Număr necesar eşantioane |
| 1 | 12 | 82,76 | 45,50 | 5 | 0,59 | 36,04 | 3 | 1,80 | 44,70 | 6 |
| 2 | 17 | 152,56 | 17,12 | 3 | 0,84 | 15,94 | 3 | 1,10 | 26,21 | 3 |
| 3 | 14 | 73,50 | 45,67 | 5 | 0,44 | 37,68 | 3 | 1,65 | 21,10 | 3 |
| 4 | 11 | 79,28 | 27,13 | 2 | 0,40 | 60,98 | 4 | 1,51 | 25,35 | 2 |
| 5 | 115 | 69,50 | 35,13 | 27 | 0,25 | 71,10 | 26 | 1,86 | 26,34 | 32 |
| 6 | 48 | 92,30 | 40,95 | 18 | 0,60 | 50,76 | 19 | 1,44 | 36,05 | 14 |
| 7 | 32 | 97,04 | 35,85 | 11 | 0,39 | 62,02 | 10 | 1,50 | 34,47 | 9 |
| 8 | 5 | 109,39 | 31,05 | 2 | 0,27 | 93,90 | 2 | 1,35 | 24,17 | 1 |
| 9 | 49 | 70,23 | 35,83 | 12 | 0,25 | 91,54 | 15 | 1,94 | 54,28 | 29 |
| 10 | 39 | 92,95 | 37,22 | 13 | 0,46 | 61,15 | 14 | 1,36 | 23,49 | 7 |
| 11 | 8 | 91,93 | 40,15 | 3 | 0,22 | 57,89 | 1 | 1,51 | 30,96 | 2 |
| 12 | 28 | 76,51 | 31,44 | 7 | 0,34 | 68,57 | 8 | 1,82 | 28,84 | 8 |
| 13 | 30 | 85,58 | 35,51 | 9 | 0,33 | 86,41 | 11 | 1,54 | 29,10 | 8 |
| 14 | 7 | 96,11 | 37,00 | 3 | 0,42 | 46,45 | 2 | 1,47 | 24,12 | 1 |
| 15 | 71 | 116,12 | 36,81 | 29 | 0,62 | 47,65 | 27 | 1,40 | 43,89 | 24 |
| 16 | 5 | 119,20 | 5,31 | 1 | 0,66 | 47,31 | 2 | 1,36 | 5,94 | 1 |
| Total | 491 | 88,77 | - | 150 | 0,42 | - | 150 | 1,61 | - | 150 |

Notaţiile utilizate în tabel au următoarele semnificaţii: $\mu$ s-a folosit pentru valoare medie, în interiorul clasei de consumatori, a variabilei discriminatorii, iar $\sigma$ pentru dispersie. Se observă o relativă coerenţă între dimensiunea eşantioanelor rezultate pentru diferitele opţiuni de variabile discriminatorii, cu mici excepţii, în special la nivelul celei de-a treia variabile considerate. Pentru aceste excepţii, explicaţia rezultă prin luarea în consideraţie a combinaţiei că valoarea medie a lui $P_{max/med}$ în interiorul clasei se situează sub valoarea medie estimată pentru întreaga populaţie. În cazul claselor 5 şi 9, numărul de eşantioane necesar este mai mare, datorită faptului că valoarea medie a variabilei $P_{max/med}$ în interiorul clasei este substanţial superioară valorii medii estimate la nivelul întregii populaţii, chiar dacă dispersiile variabilei respective nu sunt foarte ridicate.

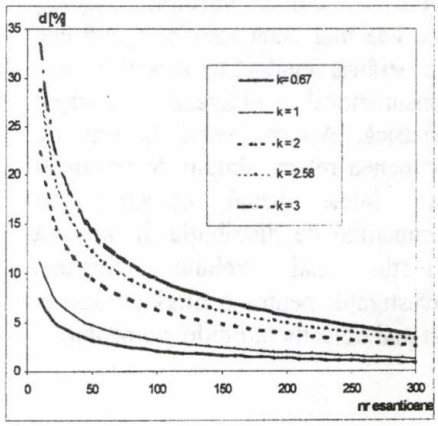



Fig. 2. Variaţia marginii de eroare pentru $E_{săpt}$.

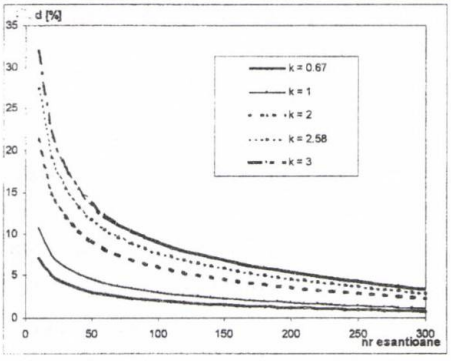



Fig. 3. Variația marginii de eroare pentru $P_{med\ sapt.}$

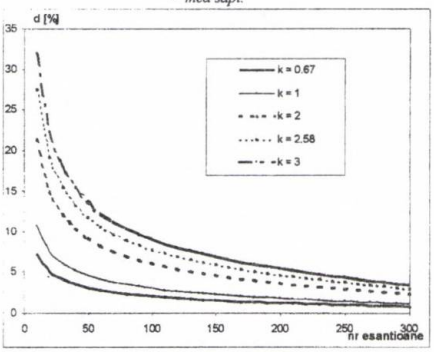



Fig. 4. Variația marginii de eroare pentru $P_{max/med.}$

Din figurile prezentate se observă că alegerea puterii medii absorbite pe interval de o săptămână produce cea mai largă margine de eroare în determinarea estimației valorii medii în întreaga populație pe baza rezultatelor eşantionării stratificate, în timp ce celelalte două opțiuni produc rezultate relativ similare.

Din punctul de vedere al celei mai bune selecții privind variabila discriminatorie pentru scopul declarat de a construi curbe de sarcină reprezentative pentru fiecare clasă, credem că variabila $P_{max/med}$ este cea mai bună soluție, având cea mai strânsă legătură cu modul în care consumatorul utilizează energia electrică. Această variabilă este de asemenea relativ simplu de sintetizat din datele uzual colectate de companiile de distribuție. În această direcție mai trebuie efectuate investigații, pentru a oferi un suport cât mai obiectiv ultimului comentariu.

## Concluzii

O clasificare adecvată a curbelor de sarcină a consumatorilor reprezintă o componentă fundamentală în efortul de dezvoltare a unor oferte tarifare, care să propună un compromis acceptabil între capacitatea de conformare a consumatorilor şi costurile companiei de distribuție. Campaniile de măsurători necesare pentru punerea la punct a bazelor de date necesare structurării unei mulțimi de profiluri reprezentative pentru curbele de sarcină asociate diferitelor clase de consumatori pot fi deosebit de costisitoare, motiv pentru care este nevoie de sisteme de selectare a eşantioanelor reprezentative în vederea reducerii acestor costuri.

Utilizarea tehnicii de eşantionare stratificată oferă o opțiune obiectivă, corectă, pentru a stabili coordonatele unui sistem de sondare a consumatorilor. Datele de intrare necesare aplicării acestei tehnici pot fi extrem de variate, dar în general se rezumă la variabile uzual întâlnite în bazele de date ale companiilor de distribuție, la care mai trebuie asociat bugetul pe care compania respectivă este dispusă să-l mobilizeze pentru acțiune. Rezultatul constă în dimensionarea eşantioanelor, adică a numărului de unități necesar a fi monitorizate în cadrul fiecărei clase de consumatori. În funcție de necesități, tehnica propusă poate fi utilizată progresiv pentru rafinarea procesului de determinare a profilurilor reprezentative ale curbelor de sarcină.

Aşa cum s-a putut observa din studiile de caz prezentate, se pot desprinde concluzii privind opțiunile optime relativ la alegerea variabilelor discriminatorii folosite în procedeul de implementare a tehnicii de eşantionare stratificată. Pentru contingentul aparținând S.C. Electrica S.C. analizat este preferabil să fie ales raportul puterii maxime la puterea medie absorbită în intervalul de observare.

**BIBLIOGRAFIE**


[1] David, A. K., Lee, Y. C. *Dynamic tariffs: theory of utility-consumer interaction.* În: IEEE Trans. on Power Systems, Vol.4, No.3, August 1989, pp.904-911.

[2] Newborough, M., Augood, P. *Demand-side management opportunities for the UK domestic sector.* În: IEE Proceedings Generation Transmission and Distribution, Vol.146, No.3, May 1999, pp.283-293.

[3] Slavickas, R. A., Alden, R. T. H., El-Kady, M. A. *Managing customer and distribution utility costs.* În: IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.14, No.1, January 1999, pp. 205-210.

[4] Allera, S. V., Horsburgh, A. G. *Load profiling for energy trading and settlements in the UK electricity markets.* DistribuTECH Europe DA/DSM Conference, London, October 27-29, 1998.

[5] Chen, C. S., Hwang, J. C., Tzeng, Y. M.,Huang, C. W., Chow, M. Y. *Determination of customer load characteristics by load survey system at Taipower.* În: IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, No. 3, July 1996, pp. 1430-1436.

[6] Chen, C. S., Hwang, J. C. Huang, C.W. *Application of load survey systems to proper tariff design.* În: IEEE Transactions on Power Systems, Vol.12, No. 4, November 1997, pp. 1746-1751.

[7] Neyman, J. *On the two different aspects of the representative method: the method of stratified sampling and the method of purposive selection.* Journal of the Royal Statistical Society, Part IV, 1934, pp. 558-606

[8] Bompard, E., Carpaneto, E., Chicco, G., Napoli, R., Piglione, F., Postolache, P., Scutariu, M. *Stratified sampling of the electricity customers for setting up a load profile survey,* 1st RIMAPS Conference, Madeira, September 25-27, paper RUR-017, 2000

[9] Cochran, W. G. *Sampling Techniques,* 3rd ed., John Wiley and Sons, 1997.


**Referent: ing. Victor Ionescu – OPCOM S.A.**

**(Primit la 9 februarie 2001, acceptat la 2 mai 2001)**

## *Terminologie*

În scopul obţinerii unor lucrări publicabile în revista ENERGETICA, se consideră că este utilă o revedere a principalelor reguli privind unităţile de măsură care trebuie respectate în lucrările care au caracter tehnic şi/sau ştiinţific. Acesta este scopul articolului de faţă.

# În legătură cu vocabularul internaţional de termeni ai mărimilor şi unităţilor de măsură, folosiţi în domeniul energiei electrice şi căldurii

## 1. Introducere

Pentru descrierea relaţiilor fizice utilizăm "mărimile". Mărimile au o importanţă deosebită în viaţa noastră de zi cu zi, dar o dată cu dezvoltarea ştiinţei, acestea au devenit esenţiale pentru studiul şi cercetarea fenomenelor, pentru confirmarea rezultatelor etc. Conceptul de "mărime" a indus nevoia de unitate de măsură chiar în perioade foarte vechi ale societăţii umane, atunci când ideea de schimburi de mărfuri a apărut ca o necesitate a vieţii. Sistemele de măsură au apărut ca o cerinţă locală pentru diferitele colectivităţi mici şi pentru grupuri limitate de mărimi. În special comerţul a determinat apariţia unora dintre unităţile de măsură în scopul realizării schimburilor de mărfuri.

Dezvoltarea impetuoasă a ştiinţei în cursul secolelor XVIII, XIX, XX a accelerat necesitatea unei sistematizări a conceptelor de "mărime" şi de "unitate de măsură".

Cei interesaţi pot găsi informaţii utile despre istorie şi despre formarea Sistemului Internaţional (SI) de unităţi de măsură, în lucrarea [8].

Cu toate că Sistemul Internaţional (SI) are justificare logică şi ştiinţifică şi a fost recunoscut şi adoptat începând din anul 1960, punerea lui în practică a arătat existenţa unor greutăţi şi necesitatea unor cheltuieli imense, care frânează accelerarea procesului.

Ca urmare, Comitetul Internaţional de Mărimi şi Greutăţi, aflat sub autoritatea Conferinţei Generale de Mărimi şi Greutăţi, a recunoscut, în anul 1969, faptul că utilizatorii SI vor avea nevoie să folosească împreună cu acesta şi anumite unităţi care nu fac parte din sistem, dar sunt încă foarte larg răspândite. Este de remarcat activitatea Consiliului Mondial al Energiei, care a adoptat cu fermitate toate recomandările referitoare la SI, ca un mijloc eficace pentru omogenizarea exprimărilor, în vederea cunoaşterii reciproce şi comparării activităţii societăţii umane din diverse ţări. Cele de mai sus reprezintă şi argumentele Asociaţiei Ştiinţifice şi Tehnice a Energeticienilor din România pentru adoptarea şi introducerea în cercurile ştiinţifice şi inginereşti a limbajului folosit în Sistemul Internaţional de Unităţi de Măsură.

Există încă forţe inerţiale, unele obiective, cum este cazul fabricilor de materiale şi/sau utilaje, la care schimbarea unităţilor de măsură înseamnă schimbarea procesului de fabricaţie, care întârzie aplicarea generalizată a SI. De aceea sistemele non-SI vor mai fi folosite în paralel cu SI. Lucrările afectate de asemenea cazuri vor trebui să cuprindă, acolo unde este cazul, denumirile vechi în paralel cu denumirile SI.

Este mai puţin justificată inerţia intelectuală. Considerăm că utilizarea sistemului SI în lucrările ştiinţifice personale este un act absolut necesar, care duce la creşterea nivelului calitativ al muncii.

## 2. Terminologie specifică pentru mărimi şi unităţi de măsură

Conceptul de "mărime" în sensul de entitate măsurabilă se defineşte ca un atribut al unui fenomen, al unui corp sau al unei substanţe, care este susceptibil de a fi diferenţiat calitativ şi determinat cantitativ. Ansamblul de mărimi în sens general poartă numele de "sistem de mărimi". Se menţionează că termenul de mărime poate fi folosit şi în sens particular, de exemplu "lungimea unui obiect concret". Mărimile care pot fi ordonate sunt denumite "mărimi de aceeaşi natură". Ordonarea se face având în vedere "valoarea", concept prin care se înţelege expresia cantitativă a unei mărimi particulare având, în general, forma produsului dintr-o unitate de măsură şi un număr.

O importanţă deosebită în teoria mărimilor o are "dimensiunea". Aceasta este o expresie care reprezintă o mărime dintr-un sistem de mărimi ca produs al puterilor factorilor ce reprezintă *mărimile fundamentale ale sistemului.* Prin *mărime fundamentală* într-un sistem de mărimi se înţelege una dintre mărimile admise prin convenţie ca fiind independente funcţional unele de altele.

În consecinţă, *mărimea derivată* este o mărime definită într-un sistem de mărimi ca funcţie de *mărimile fundamentale* ale acelui sistem.

Prin "sistem de mărimi" se înţelege ansamblul mărimilor, considerate în sensul general, între care există relaţii definite.

Revenind la conceptul de dimensiune legată de conceptul de mărime, distingem sintagma "mărime fără dimensiune" sau cu alte cuvinte "mărimea cu dimensiune unu", prin care se înţelege mărimea în a cărei expresie dimensională toţi exponenţii dimensiunilor mărimilor fundamentale sunt *zero.*

Mărimea particulară definită şi adoptată prin convenţie, cu care sunt comparate alte mărimi de aceeaşi natură pentru exprimarea valorilor lor se numeşte *unitate de măsură.*

Unităţile de măsură derivate, care pot fi exprimate sub forma unui produs de puteri ale *unităţilor fundamentale*, factorul de proporţionalitate fiind unu, se numesc *unităţi de măsură derivate coerente.*

Un sistem al unităţii de măsură în care toate unităţile de măsură derivate sunt coerente se numeşte *sistem coerent de unităţi de măsură.*

Coerenţa este o calitate remarcabilă a sistemelor de unităţi de măsură. Această calitate conduce la o simplificare simţitoare a mănipulării mărimilor şi unităţilor de măsură.

Munca enormă depusă de savanţi în scopul obţinerii unui sistem de unităţi de măsură *integrat* şi *coerent* a dus la Sistemul Internaţional de Unităţi de Măsură adoptat şi recomandat de Conferinţa Generală de Mărimi şi Greutăţi (CGPM).

Sistemele mai vechi, dar mai ales cele folosite în ţări anglo-saxone, au marele dezavantaj că nu sunt coerente şi că, în multe cazuri, pentru aceeaşi unitate de măsură se folosesc mai multe omonime.

Din cele de mai sus este bine să reţinem triada mărime-dimensiune-unitate de măsură; din mărimile fundamentale se pot deduce mărimile derivate (rezultate în general prin relaţii fizice); din dimensiunile fundamentale se deduc dimensiunile derivate, care sunt produse de puteri ale dimensiunilor fundamentale, iar din unităţile de măsură fundamentale se pot deduce unităţile de măsură derivate.

## 3. Terminologie auxiliară pentru mărimi şi unităţi de măsură

Numeric, mărimea poate fi reprezentată prin produsul dintre unitatea de măsură şi măsură, în care:

- unitatea de măsură este definită mai sus;
- măsura este un număr care arată de câte ori unitatea de măsură este cuprinsă în mărime.

Dacă mărimea este derivată, unitatea de măsură aferentă este tot derivată şi la rândul ei poate fi exprimată prin unităţile de măsură fundamentale, afectate de puteri corespunzătoare semnificaţiei fizice. O generalizare foarte utilă în manipularea ecuaţiilor fizice, respectiv a ecuaţiilor şi relaţiilor între mărimi, este aceea prin care se folosesc relaţiile dimensionale.

Dimensiunile depind numai de natura fizică a mărimilor şi cu ajutorul lor se pot reprezenta relaţiile şi ecuaţiile fizice în general. Se obişnuieşte ca pentru mărimile fundamentale să se noteze cu semne speciale dimensiunile fundamentale. Mărimile derivate se pot exprima numai cu ajutorul dimensiunilor fundamentale, sub forma unor produse afectate de puteri corespunzătoare semnificaţiilor fizice. Astfel, cele şapte mărimi fundamentale au dimensiuni notate prin semnele din tabelul 1.

Folosirea conceptelor din tabelul 1 ţine seama de următoarele reguli:

a. Două sau mai multe mărimi fizice nu pot fi *adunate* sau *scăzute* decât atunci când aparţin aceleiaşi categorii de mărimi **reciproc compatibile.**

*Tabelul 1*

**Denumirile mărimilor fundamentale, simbolurile dimensiunilor fundamentale, precum şi denumirile simbolurilor unităţilor de măsură aferente**

| Denumirea mărimilor fundamentale | Dimensiunea | Unitatea de măsură | |
|---|---|---|---|
| | | Denumire | Simbol |
| Lungime | L | metru | m |
| Masă | M | kilogram | kg |
| Timp | T | secundă | s |
| Curent electric | I | amper | A |
| Temperatura termodinamică | θ | kelvin | K |
| Cantitate de substanţă | N | mol | mol |
| Intensitate luminoasă | J | candelă | Cd |

b. Mărimile fizice sunt înmulţite sau împărţite una prin alta după regulile algebrice. Dacă se notează cu:

$A = a|A|$ şi $B = b|B|$,

produsul $A \cdot B = ab \cdot |A||B| = C = c \cdot |C|$,

în care: A, B sunt două mărimi fundamentale oarecare; a şi b sunt unităţile de măsură aferente, iar |A| şi |B| sunt măsurile pe care le-am simbolizat ca atare. Rezultatul este o nouă mărime derivată, care va avea, eventual, o nouă unitate de măsură c şi respectiv cu măsura |C|.

Analog, împărţirea corespunde relaţiilor:

$$\frac{A}{B} = \frac{a}{b} x \frac{|A|}{|B|} = C = c|C| \,.$$

c. Ca urmare a regulilor folosite la punctele de mai sus, orice mărime derivată poate fi reprezentată prin următoarea ecuaţie, în care se folosesc numai dimensiunile fundamentale:

$$\text{dimensiunea } Q = L^{\alpha} M^{\beta} T^{\rho} I^{\delta} \theta^{\epsilon} N^{\xi} J^{\eta}.$$

De exemplu, mărimea derivată "forţă" are dimensiunea:

$$\text{dimensiunea forţă} = LMT^{-2}.$$

Într-un sistem de unităţi de măsură coerent, trecerea la ecuaţia unităţilor de măsură este rapidă şi eficientă:

$$\text{mărimea forţă} = m \cdot kg \cdot t^{-2} \, |F|,$$

|F| fiind măsura forţei reprezentată printr-un număr a cărui semnificaţie este „de câte ori unitatea de măsură este cuprinsă în mărime". Spre deosebire de dimensiuni, în cazul unităţilor de măsură derivate, practica a asociat noi denumiri şi simboluri. De exemplu pentru forţă simbolul este:

$m \cdot kg \cdot t^{-2} = N$ cu denumirea "newton".

Denumirile şi notaţiile principalelor unităţi de măsură derivate (pentru mărimile derivate) se găsesc în standardele româneşti adoptate după ISO (vezi bibliografia).

c. Pentru exprimarea mărimilor prea mari sau prea mici, unităţile de măsură pot fi afectate de prefixe SI, care reprezintă puteri ale bazei 10.

În intervalul de multipli şi submultipli între $10^3$ şi $10^{-3}$ se admit prefixe cu puteri de 1, 2 respectiv –1, –2, cu denumirile de deca (da), hecto (h), deci (d) şi centi (c). Toate celelalte

prefixe au trepte de $10^3$, respectiv $10^{-3}$. În ultimul timp CSPM, a introdus și prefixele:

$10^{21}$ cu denumirea zetta și simbolul Z;

$10^{24}$ cu denumirea yotta și simbolul Y;

$10^{-21}$ cu denumirea zepto și simbolul z;

$10^{-24}$ cu denumirea yocto și simbolul y.

d. Regulile de scriere nu permit utilizarea succesivă a două prefixe.

De exemplu:

$10^5$ nu se poate scrie daM,

ci $10^2$ k sau $10^{-1}$M.

În acest fel numărul adăugat la prefix este $10^{-2}$, $10^{-1}$, 10, $10^2$, după caz.

e. Tabloul general al unităților de măsură fundamentale și derivate se prezintă astfel încât apar numai unități de măsură fundamentale sau, după caz, derivate fără nici un număr care să afecteze relațiile, în afara prefixelor care determină ordinul de mărime.

Se observă astfel că sistemul internațional de măsură este într-adevăr un sistem coerent, care are multe avantaje:

- mnemotehnice;
- de simplificare a relațiilor;
- eliminarea unor mărimi intermediare care devin inutile.

Trebuie subliniat că în standardul SR-ISO 31-0 sunt date o serie de indicații privitoare la scrierea termenilor utilizați în denumirile mărimilor fizice pe care *le recomandăm* tuturor specialiștilor care întocmesc lucrări științifice și tehnice. Rugăm cititorii acestui articol să analizeze direct recomandările standardelor indicate în bibliografie.

f. În practică sunt cazuri în care în formele ecuațiilor fizice nu pot fi evitate numerele "parazite". Se folosesc în aceste cazuri termenii definiți mai jos:

• *Coeficient* este utilizat atunci când două mărimi au dimensiuni diferite.

De exemplu:

- coeficient de dilatare liniară $\alpha_l$:

$$dl = \alpha_l \, dT.$$

- modul de elasticitate E:

$$\tau = E\epsilon.$$

Uneori, în locul termenului de coeficient se utilizează conceptul de "modul" cu aceeași semnificație.

• *Factor* este utilizat în cazul în care cele două mărimi A și B au aceeași dimensiune. Cu alte cuvinte, un factor reprezintă un înmulțitor având dimensiunea unu.

De exemplu:

- în electrotehnică:

"factor de cuplaj" K $L_{mn} = K\sqrt{L_m L_n}$ (prin L s-a notat inducția proprie);

- în mecanică:

„factor de frecare" $\mu$ $F = \mu F_n$ (prin $F_n$ s-a notat forța normală pe o suprafață).

Se mai folosesc conceptele de parametri, numere caracteristice sau numere, câturi, pentru cazuri speciale din fizică.

• *Raport* este câtul având dimensiunea unu dintre două mărimi.

De exemplu, raport al capacităților calorice $\gamma$:

$$\gamma = \frac{Cp}{Cv}.$$

• *Fracție* este utilizat pentru termenul raport la care valoarea este subunitară.

De exemplu, fracție masică $W_B$:

$$W_B = m_B / \Sigma_A mA.$$

• *Nivel* este logaritmul unui raport.

• *Constanta* universală este o mărime fizică a cărei valoare este aceeași în toate împrejurările.

De exemplu, constanta Plank: h.

În cazul câturilor se folosesc deseori adjective calificative, care semnifică faptul că la numitor este o mărime caracterizată prin adjectivul folosit.

De exemplu:

- volum *masic:* $v = \frac{V}{m}$;

- masă *volumică* $\rho = \frac{m}{V}$;

- masă *liniară:* $\rho_l = \frac{m}{l}$;

- masă *superficială* $\rho_A = \frac{m}{A}$ (A fiind o suprafață);

- volum *molar* $Vm = \frac{V}{n}$ etc.

## 4. Particularități în terminologia mărimilor și unităților de măsură folosite în domeniul energiei electrice și căldurii

Ca și în alte domenii, sfera energiei electrice și a căldurii este, din punctul de vedere al sistemului de unități de măsură, afectată de unele considerente practice, astfel încât integrarea completă în sistemul internațional de unități de măsură va fi un proces îndelungat.

De altfel, standardele românești și internaționale acordă unele devieri de la normele prescrise pe care le consideră „admisibile" sau „tolerate".

Ca urmare, în practica utilizării unităților de măsură, din punctul de vedere al standardizării terminologiei se disting trei categorii de termeni:

- obligatorii;
- recomandați;
- tolerați.

În principiu, întregul SI trebuie să devină – în viitor – „obligatoriu". Din motive practice, se îngăduie folosirea în timp, pe durate încă nelimitate, a termenilor „tolerați", care se folosesc împreună cu temenii „nerecomandați". Este preferabil ca în lucrările științifice să se folosească în

majoritatea cazurilor termeni obligatorii sau termeni recomandaţi şi numai în caz „de forţă majoră" să se utilizeze *în paralel* şi termenii toleraţi.

Din păcate, practica a arătat că este necesar să se aplice câteva toleranţe chiar la unităţile de măsură folosite pe scară largă. Mai jos sunt prezentate principalele particularităţi din terminologia mărimilor şi unităţilor de măsură folosite în domeniul energiei electrice şi căldurii.

a) Toleranţe admise în SI pentru mărimile şi unităţile de măsură fundamentale:

a.1. Pentru **timp** unitatea de măsură fundamentală este secunda, cu simbolul **s.**

Se tolerează multiplii:

- minut – 1 min = 60 secunde;
- oră - 1 oră = 3600 secunde;
- zi – 1 d = 86400 secunde.

a.2. Pentru **temperatură,** unitatea de măsură fundamentală este **1K**. Se tolerează gradul Celsius, astfel:

$$1°C = 1K.$$

b) Toleranţe admise pentru unităţile de măsură pentru ENERGIE şi PUTERE.

b.1. Pentru **energie** relaţiile dimensionale şi unităţile de măsură sunt:

*Relaţii dimensionale:* dimensiunea energiei $MLT^{-1}$

$$1 \text{ joule} = 1N \times m = 1kg\ m^2s^{-2}.$$

Dat fiind că pentru mărimea timp s-a tolerat multiplul (nezecimal) „ora", iar în domeniul electricităţii se cunoaşte mărimea „putere" cu unitatea de măsură watt, pentru măsurarea „energiei" s-a promovat unitatea de măsură „watt-oră", cu multiplul foarte răspândit „kilowattoră" cu prescurtare kWh. Evident,

$$1kWh = 3,6\ MJ.$$

Pe de altă parte – după cum se ştie –, recunoaşterea echivalenţei între căldură şi lucru mecanic, respectiv energie, s-a făcut de Carnot în 1824. Unitatea de măsură pentru căldură „caloria" era foarte bine definită în funcţie de proprietăţile fizice ale apei. Munca savanţilor a condus la concluzia că în sistemul internaţional cea mai potrivită unitate de măsură este: 1 joule = 1 watt x 1 secundă.

Inerţia „intelectuală" este încă mare, dar la aceasta se adaugă inerţia comercială, dat fiind că cele mai multe instalaţii de măsură sunt dimensionate pentru calorii şi pentru multiplii acesteia.

Multe ţări şi-au făcut programe de trecere la SI (în locul caloriei trebuie utilizat joulul), dar costurile sunt ridicate şi va mai trebui timp pentru această depăşire.

În orice caz, utilizarea „caloriei" este un caz „de forţă majoră" şi aceasta trebuie făcut în paralel cu utilizarea „joulului".

b.2. Pentru **putere**, unitatea de măsură 1 watt (1W) este corespunzătoare standardelor. Utilizarea acestei unităţi de măsură şi în domeniul căldurii trebuie privită ca benefică. Se subliniază că trebuie evitat termenul de watt termic (1 Wt).

c) Toleranţe admise în cazul unităţilor de măsură pentru presiune:

- unitatea de măsură recomandată de standarde este „pascalul" (Pa).

Nu există nici o justificare pentru nefolosirea acestui termen. În practică, pentru unitatea de măsură se utilizează încă barul, din motive de inerţie intelectuală:

$$1 \text{ bar} = 10^{-2} \text{ kPa} = 10^{-1} \text{MPa}.$$

Justificarea învechită este aceea că barul apare ca o unitate de măsură apropiată ca valoare de vechea şi depăşita mărime „atmosferă". În condiţiile noi, această justificare cade.

d) Toleranţe admise pentru mărimea temperatură.

Se ştie că 1 K = 1°C. Cu toate acestea, în lucrările de referinţă autorii bine informaţi vor prefera utilizarea unităţii de măsură recomandată „kelvin"-ul.

*

Toate cele de mai sus sunt convenţii puse de acord de către elita ştiiţifică din toată lumea.

Observaţiile de la pct. 4 nu au caracter exhaustiv, dar s-a încercat să se scoată în evidenţă principalele „devieri de la norme", pe care unii specialişti le mai fac în cadrul redactării articolelor sau lucrărilor întocmite.

**BIBLIOGRAFIE**


[1] SR 13251. *Vocabular Internaţional de termeni fundamentali şi generali în metrologie*, IRS – 1995.

[2] IRS SR-ISO 31-0. *Mărimi şi unităţi. Principii generale IRS*, 1995.

[3] IRS. SR ISO 31-1. *Mărimi şi unităţi. Spaţiu şi timp*, IRS, 1995.

[4] IRS SR ISO 31-3. *Mărimi şi unităţi: mecanică*, IRS, 1995.

[5] IRS SR ISO 31-4. *Mărimi şi unităţi: căldură*, IRS, 1995.

De asemenea pot fi consultate standardele:

- SR-ISO 31-2, 5, 6, 7, 8, 9 ,10, 11,12, 13 IRS – 1995,

precum şi:

- SR – ISO –1000 IRS 1995. Pavel, E; Mihăileanu, C; Leca, A. *Unităţi de măsură pentru mărimi de bază în energetică.* Ed. Tehnică, Bucureşti, 1986.

**Informaţii**

# Ce se mai mai întâmplă în CIGRÉ ?

**- informaţii, comentarii, estimări –**

**dr. ing. Călin Mihăileanu** – preşedinte de onoare al CNR-CIGRE

Este neîndoielnic că *industria energiei electrice* (termen consacrat: Electric Power Industry, abr. EPI) este supusă în ultima vreme, peste tot în lume, chiar dacă cu diferite grade de intensitate, unor *presiuni* provenind din partea conţinutului unor noţiuni folosite din ce în ce mai frecvent, precum: *competitivitate, demonopolizare, reglementare, dereglementare, rereglementare, liberalizare, restructurare, privatizare*, pentru a nu cita decât pe cele mai uzuale. Contextul în care se manifestă fenomenele respective este cel al deschiderii pieţelor de energie combinată cu suprapunerea unei atenţii sporite acordată unor factori sociali şi de mediu.

Au apărut *noi actori*, unii desfăşurând activităţi economice în anumite segmente ale EPI, alţii reprezentând doar interese financiare, în fine alţii fiind investiţi cu putere în calitate de reglementatori.

Obiectivele care motivează aceşti noi actori diferă adesea, în măsură substanţială, de cele ce erau specifice actorilor tradiţionali.

## Ce face CIGRÉ , ca organizaţie, în aceste condiţii?

Pentru a-şi deservi membrii săi actuali (individuali şi colectivi), pentru a recruta noi membri, atât din categoria celor tradiţionali, cât şi, *mai ales*, din categoriile de *noi actori* apăruţi pe piaţa *ESI CIGRÉ* trebuie să-şi readapteze strategiile şi metodele sale de acţiune. De fapt această *readaptare a şi fost iniţiată, la nivelul organelor superioare de conducere ale organizaţiei.* Să ne reamintim de noul Plan Director (*"Master Plan"* [1]), sau de documentul [2] *al Comitetului Tehnic (TC) al CIGRÉ* , în care se simte spiritul voluntarist, dar desigur bine intenţionat, al preşedintelui TC, André Merlin. Îmi amintesc că la prezentarea acestui document de către André Merlin însuşi, în Consiliul de Administraţie (AC) al CIGRÉ , nu puţine au fost vocile care l-au hărţuit cu întrebări pe autor, considerând că este prematură o viziune pe termen mediu, dacă nu lung (!), de un deceniu, în momentul în care abia încep să se contureze nişte orientări noi, în condiţii de perfectă incertitudine! Merlin şi-a apărat oferta, susţinând că e preferabilă o strategie, evident nesigură, dar care poate fi corectată pe parcurs, decât.....niciuna.

De altfel, cei ce au fost prezenţi la *Reuniunea regională CIGRÉ din Australia,* încă în 1997, au putut fi martori la o masă rotundă ("panel session") cu subiectul: CIGRÉ încotro? (*"Where is CIGRÉ going ?"*), la care au avut "opening comments" atât André Merlin [3], cât şi preşedintele de atunci, Michele Chamia [4], care l-a susţinut.

Pasul următor era trecerea de la "principii" la "măsuri concrete". În acest scop, TC a înfiinţat în anul 2000 [5] un *Grup Ad Hoc pentru organizarea activităţilor tehnice CIGRÉ.* Misiunea acestuia era dublă: să propună *o nouă organizare a Comitetelor de Studii (SC)* ale *CIGRÉ* [7] şi să propună *măsuri de îmbunătăţire a eficienţei sesiunilor bienale de la Paris ale CIGRÉ.*

Componenţa Grupului Ad Hoc a fost următoarea: cinci membri ai TC: Aldo Bolza (I); Kjel Pettersson (DE); Dusan Povh (DE); Sture Larsson (SE), preşedinţi ai SC 14, 21, 23 şi 39, precum şi M.-T. Coreia de Barros (BR), secretarul TC. În plus au mai fost numiţi Philippe Adam (FR), ca reprezentant al preşedintelui TC şi Michael Mendile, ca secretar al Grupului Ad Hoc drept conviner a fost desemnat *Kjell Petersson.* De menţionat că Dusan Povh, în ciuda cetăţeniei sale actuale germane, este de origine "balcanică" şi este un vechi prieten al nostru, fiind pe merit apreciat de cigreenii români care îl cunosc. Sture Larsson s-a aflat în zilele de 16 şi 17 iunie crt. la Bucureşti, unde a prezidat reuniunea comitetului său SC39, la Transelectrica. În paralel, a fost şi la Reuniunea regională de la Suceava, ca oaspete de onoare, în zilele de 12 -14 iunie şi m-a onorat cu prezenţa sa în sală şi cu o intervenţie spontană în ziua de 14 iunie, când am prezidat lucrările Secţiei a II-a a Reuniunii.

Grupul Ad Hoc a desfăşurat, în anul scurs de la înfiinţarea sa, o activitate discretă, dar valoroasă. Din aceasta a rezultat un raport cu propuneri, prezentat în Comitetul Tehnic (TC), la reuniunea acestuia din 01.03.2001. Raportul a fost discutat cu mare interes în TC, fiind reluat în final la reuniunea din 07.04.01, când a fost însuşit de acesta [6]. Pasul următor va fi prezentarea raportului (de această dată ca raport al TC) în Comitetul Executiv şi în final în AC ale CIGRÉ. Modul de lucru adoptat de Grupul Ad Hoc a fost de a considera că CIGRÉ pleacă dintr-o "stare de regim permanent".

Faţă de aceasta, obiectivul pe care şi-l propune organizaţia este cel înscris în Master Plan, şi anume:

"CIGRÉ trebuie să obţină recunoaşterea pe plan mondial ca organizaţie de frunte!!! în domeniul sistemelor electroenergetice, acoperind aspectele lor tehnice, economice, sociale şi de mediu şi luând în consideraţie impactul organizatoric şi de reglementare"

Ca metodă de abordare a fost adoptată cea a "grupurilor - ţintă" (Target Group – TG), cărora trebuie să li se adreseze CIGRÉ . Au fost identificate şase grupuri-ţintă:

- factori de decizie (Top Management Executive), în principal membri colectivi ai CIGRÉ ;
- entităţi comerciale (Comercial Group): acţionari, proprietari, investitori, producători, transportatori, distribuitori, consumatori, intermediari – brokeri;
- unităţi tehnice (Technical Group): furnizori de echipamente, executanţi de lucrări de construcţii-montaj (constructors), consultanţi, executanţi de lucrări de reparaţii (maintenance providers), proiectanţi de reţea (grid planners), inginerie de reţea (grid engineers);
- unităţi de exploatare (operators): operatori de sistem (Transmission System Operators – TSOs), producători (Generators) – partea electrică, distribuitori, conducători ai unor parcuri de instalaţii energetice (Asset and Facility Managers) – cei pe care îi interesează *profilul,* nu *siguranţa* în exploatare;

• unităţi de cercetare şi autorităţi publice (Science and Public Group): universităţi, institute şi centre de cercetare, autorităţi, medii de comunicare (presă scrisă şi audiovizuală), unităţi nonguvernamentale (NGOs);

• organizaţii internaţionale similare.

Faţă de "starea iniţială de regim permanent" de la care pleacă CIGRÉ, a fost necesară definirea unei noi "stări de regim permanent" de către Grupul Ad Hoc. Elementele de bază ale acesteia au fost:

- lărgirea sferei de cuprindere a CIGRÉ astfel încât să acopere, în afară de *transport* şi *distribuţie,* anumite aspecte ale *producerii* şi *consumului* (Generation and Demand), precum şi ale *sistemelor electrice în general* (overall aspects of Electric Power Systems);

- menţinerea rolului central al Comitetului Tehnic (TC) şi al Comitetelor de Studii în cadrul organizaţiei;

- crearea unui comitet consultativ (the addition of a new Advisory Committee), subordonat Comitetului Tehnic (TC), având ca rol deservirea grupurilor-ţintă ("with the task to assure Target Group satisfactions);

- o dată cu confirmarea rolului primordial al Comitetelor de Studii (SC) reconsiderarea structurii acestora în lumina atât a lărgirii sferei acoperite de CIGRÉ (a se vedea mai sus), cât şi a evoluţiei în curs a ESI.

Din reconsiderarea structurii Comitetelor de Studiu de către Grupul Ad Hoc a rezultat o sporire a numărului de SC doar de la 15, câte sunt în prezent, la 16, câte sunt în propunerea din raportul Grupului Ad Hoc către Comitetul Tehnic.

Voi descrie rezultatul acestei operaţii, *subliniind necesitatea de a se menţine confidenţialitatea ei, fiind vorba de un document intern provizoriu al CIGRÉ, ba mai mult, intern chiar în cadrul TC.*

Cele 16 noi CS propuse sunt împărţite în patru categorii: A, B, C şi D cu câte 3, 5, 6 şi respectiv două comitete.

• Comitetul **A1** are denumirea "**Maşini rotative**" şi corespunde actualului SC11;

• Comitetul **A2** are denumirea "**Transformatoare**" şi corespunde lui SC12 actual (mai puţin "unconventional measuring devices");

• Comitetul **A3** are denumirea "**Echipamente de înaltă tensiune**"; este un comitet nou, care preia anumite domenii din actualele SC13, SC15 şi SC33, şi anume: izolatoare de exterior, aparataj de comutaţie, instalaţii de măsurat curenţi şi tensiuni (cu excepţia transformatoarelor de curent şi tensiune), descărcătoare şi condensatoare;

• Comitetul **B1** are denumirea "**Cabluri izolate**" şi corespunde actualului SC21, dar extins şi la distribuţie;

• Comitetul **B2** are denumirea "**Linii aeriene**" şi corespunde actualului SC22, dar extins şi la distribuţie;

• Comitetul **B3** are denumirea "**Staţii**" şi corespunde actualului SC23, dar extins şi la distribuţie;

• Comitetul **B4** are denumirea "**Curent continuu la înaltă tensiune (HVDC) şi electronică de putere**" şi corespunde actualului SC14, tratând aplicaţiile electronicii de putere în legăturile HVDC şi echipamente în curent alternativ;

• Comitetul **B5** are denumirea "**Protecţie, automatizări şi măsură (Metering)**" şi corespunde actualului SC34, tratând relee de protecţie, comandă locală (local control), telecomenzi (telecontrol equipament) şi măsură (meternig);

• Comitetul **C1** are denumirea "**Economia şi dezvoltarea sistemelor**"; corespunde actualului SC37 (şi parţial lui SC39), tratând optimizări economice, principii pentru ameliorarea capacităţilor (de transport), optimizătri de ansamblu (incluzând producerea), conducerea parcurilor de instalaţii (Asset and Facility Management);

• Comitetul **C2** are denumireza "**Exploatarea şi conducerea sistemelor**", corespunde actualului SC39, tratând exploatarea, tehnicile, instrumentele şi resursele umane ale sistemelor, inclusiv:

- programarea reviziilor şi reparaţiilor;
- exploatarea pe termen scurt;
- mecanisme de echilibrare (a prevederilor cu realizările);
- urmărirea şi stăpânirea locurilor de strangulare;
- conducerea în timp real;
- etc.

• Comitetul **C3** are denumirea "**Performanţele sistemelor în relaţiile cu mediul înconjurător**" (System Environmental Performance), este un comitet nou, care tratează:

- sisteme sustenabile;
- impactul dezvoltării resurselor primare asupra sistemelor electrice;
- estimarea ciclurilor de viaţă (Life Cycle Assessment – LCA);
- environmental product declarations (EPD);
- impacturile tehnice, economice şi sociale ale câmpurilor electromagnetice (EEMF);
- negocierea drepturilor de poluare.

• Comitetul **C4** are denumirea "**Performanţele tehnice ale sistemelor**" este un comitet *nou,* preluând activităţi de la actualele *SC33, SC36* şi *SC38* şi tratând:

- compatibilitatea electromagnetică (EMC), incluzând şi trăsnetul;
- analiza reţelelor, inclusiv regimuri staţionare, tranzitorii, stabilitate;
- calitatea energiei electrice;
- coordonarea izolaţiei.

• Comitetul **C5** poartă denumirea "**Reglementarea şi comercializarea energiei electrice**" (Power Supply, Regulation and Trading) este un Comitet *nou* , cu preluări de la actualele SC37, SC38, SC39, pentru a trata:

- modele de piaţă;
- instrumente comerciale de reglementare (regulatory principles).

• Comitetul **C6** se numeşte "**Sisteme de distribuţie şi producere diseminată (dispersed generation)**" este un comitet *nou,* cu preluări de la SC37 şi SC38, pentru a trata:

- echipamente de producere din viziunea sistemelor electrice;
- integrarea producerii distribuite în sistemele electrice;
- exploatarea sistemelor de distribuţie;
- electrificări rurale.

• Comitetul **D1** se numeşte "**Materiale şi tehnologii noi**" (emerging technologies), corespunde actualului SC15 (extins), şi are ca atribuţii:

- urmărirea cercetărilor şi dezvoltărilor fundamentale şi aplicative care pot avea impact în ESI, inclusiv aplicabilitatea unor noi materiale şi instrumente de investigare şi diagnoză pentru estimarea unor performanţe viitoare;
- analizarea implicaţiilor se va face în colaborare cu SC de echipamente şi de sistem;

• Comitetul **D2** poartă denumirea "**Sisteme informatice şi telecomunicaţii pentru sisteme electrice**"; el corespunde actualului *SC35* (extins) şi va trata:

- servicii de informaţii şi telecomunicaţii pentru sisteme electrice , inclusiv:
  - ♦ culegerea de date şi managementul acestora;
  - ♦ monitorizarea condiţiilor ;
  - ♦ funcţiile de piaţă;
  - ♦ măsurile (metering) şi facturările.

Din cele de mai sus rezultă că se propune păstrarea, sub o formă mai mult sau mai puţin modificată, a 11 din cele 15 SC existente, şi anume: 11, 12, 14, 15, 21, 23, 24, 34, 35, 37 şi 39. Restul de 4 SC: 13, 33, 36 şi 38 ar urma să se desfiinţeze, actualele lor preocupări urmând să se regăsească fie în CS care rămân în continuare, fie în comitetele noi ce ar urma să ia fiinţă : A3, C4, C5 şi C6. De menţionat că se propune şi un al cincilea SC, C3, care nu preia activităţi din nici unul dintre cele 15 SC existente. C3 este deci absolut *nou.*

*

Am arătat încă de la prezentarea Grupului Ad Hoc că o a doua misiune a sa constă în propunerea de măsuri menite să îmbunătăţească desfăşurarea Sesiunilor bienale de la Paris. Astfel, începând chiar cu sesiunea din 2002 se introduc experimental următoarele măsuri:

1. Alocarea doar a unei singure zile (întregi sau două jumătăţi de zi) în care să se încadreze toate activităţile oricărui grup corespunzător unui SC (inclusiv grupurile mixte sau/şi mesele rotunde la care SC respectiv e coordonator).

2. La începutul săptămânii în care se desfăşoară sesiunea (zilele de luni şi marţi) vor fi plasate sesiunile mixte ale multor SC, sub formă de sesiuni normale sau mese rotunde. Subiectele preferenţiale sau rapoartele discutate în aceste sesiuni vor fi unele cu caracter de generalitate. Factorul de decizie va fi preşedintele SC coordonator, care va face la început o prezentare generală (overview) a subiectului.

3. În restul zilelor ( miercuri, joi, vineri) vor fi discutate subiectele, respectiv rapoartele cu caracter mai îngust, din tematica SC respectiv.

**BIBLIOGRAFIE**


[1] *CIGRÉ Master Plan*, CIGRÉ Central Office, 15/11/99, june 1990.
[2] *Technical Committee Strategic Plan 1998 – 2000.*
[3] *Opening comments of panel session*:
- o *Where is CIGRÉ going?"*, A . Merlin, CIGRÉ.
- o *Regional Meeting*, Australia, 1997.

[4] *Opening comments of panel session*:
- o *Where is CIGRÉ going*?, M. Chamia, CIGRÉ.
- o *Regional Meeting*, Australia, 1997.

[5] *Organisation of Study Committees and the Paris Sessions, Comments and Suggestions*, Memo 0017, Revision 3, 2000-12-26.
[6] *Organisation of Work Conducted by CIGRÉ* , Report prepared, by the Ad Hoc Group for Organisation the Technical Activities" submitted to the Technical Committee (TC) of CIGRÉ .
[7] *Rules for Study Committees*, CIGÉ Central Office, oct., 1999.
[8] *Call for papers. Preferential Subject* for the 2002 CIGRÉ Session.
[9] *Sujets préférentials pour la session 2000*, CIGRÉ, 01.12.2000.


❐

## Din partea Colegiului Director al ASTER

Nota întocmită de dr. ing. Călin Mihăileanu, preşedintele de onoare al CNR-CIGRÉ, cu titlul *"Ce se mai întâmplă în CIGRE – informaţii, comentarii, estimări"*, are o mare importanţă practică în contextul restructurării entităţilor electroenergetice şi termoenergetice, care ţin seama de trecerea de la sisteme centralizate şi monopoliste la sisteme de piaţă liberă.

Sublinierile autorului privitoare la presiunile pe care le suportă conceptele reprezentate prin acronimul EPI cu preluarea şi anexarea conceptelor de "competitivitate", "demonopolizare" etc., etc., a necesitat apariţia pe scena electroenergeticii şi termoenergeticii de noi actori corespunzători noilor activităţi ale EPI.

Este remarcabil faptul că CIGRÉ a sesizat din timp, prin organismele sale de conducere şi direcţionare, necesitatea unei noi structuri, care să corespundă unor necesităţi actuale ale tranziţiei în domeniul energiei.

Nu vom repeta cele prezentate foarte clar de dl dr. ing. Călin Andrei Mihăileanu. Dorim să subliniem însă faptul că în cadrul specialiştilor Grupului Ad Hoc al Comitetului de Studiu a propus împărţirea comitetelor în patru grupe: A, B, C şi D, care vor avea ca sferă de preocupare:

A- echipamente primare de înaltă tensiune;
B- elemente de transport din sistemele electroenergetice: cabluri linii, staţii, curent continuu de înaltă tensiune, metering;
C- economia şi dezvoltarea sistemelor;
D- materiale şi tehnologii noi.

Se observă că noua organizare a comitetelor *introduce* un grup relativ nou, al cărui conţinut este legat de preocupările foarte actuale ale sistemelor electroenergetice: "economia de piaţă cu toate derivatele sale".

Sublinierea noastră a avut ca rol necesitatea ca şi în ASTER astfel de preocupări să fie încadrate ştiinţific în activitatea asociaţiei noastre, care ar putea avea rezultate pozitive în contextul dezvoltării generale a economiei româneşti.

**Preşedintele CD al ASTER**
**dr. ing. Eugeniu PAVEL**

**ATENŢIE !**

**Comitetul de Studii 34 (protecţie şi control local) al CIGRÉ, în cooperare cu CIGRÉ – Comitetul Naţional Român şi C.N. Transelectrica S.A. organizează la Sibiu, în perioada 10–14 septembrie 2001 Colocviul şi Întâlnirea anuală a SC34.**

**Subiectele preferenţiale ale sesiunii tehnice sunt:**

1. **Optimizarea funcţionării protecţiilor în timpul perturbaţiilor în sistem.**
2. **Proceduri şi instrumente pentru parametrizarea releelor numerice.**
3. **Utilizarea releelor numerice împreună cu transformatoare de măsură convenţionale.**

**Detalii şi informaţii de ultimă oră cu privire la eveniment pot fi găsite la www.cigre34-2001.sts.ro**

## SOMMAIRE

Numeró spécial "Evolutions et perspectives des systemes de cogeneration en Roumanie"


Nicolae NICULESCU, Victor ATHANASOVICI: Presentation de la Table Ronde "*Evolutions et perspectives des systemes de cogeneration en Roumanie*" 283

Victor ATHANASOVICI, Nicolae NICULESCU: La cogéneration en Roumanie à présent en en perspective 284

Florin Niculae ALEXE, Cosmin MĂRCULESCU: La hausse du taux de thermification dans les centrales électriques chaleur-force dans les zones urbaines, équipées de chaudières 420 t/h et de turbines DSL 50-1 ou DKUL 50, par l'augmentation de la capacité de turbinage dans les zones de moyenne pression 291

Victor ATHANASOVICI, Ion Sotir DUMITRESCU, Cristian RĂDUCANU, Roxana PĂTRAŞCU : Aspects techniques de la cogénération de faible puissance - CMP 295

George DARIE, Otilia MARIN: Options dans la hausse des performances énergetiques et d'environnement des tranches de cogénération urbaine équipées de turbines DSL-50 302

Ovidiu APOSTOL, Mihai DINCA, Carmen DRAGOTA, Mariana BALAUTA: Un concept de conduite opérative du système de production combinée afférent à un centre urbain 306

Roxana PĂTRAŞCU, Cristian RĂDUCANU: Evaluation économique de l'impact sur l'environnement des différentes solutions de cogénération 310

Victor ATHANASOVICI, Cristian ATHANASOVICI: L'Europe sur la cogénération et sur la cogénération de faible puissance 316

Mircea SCUTARIU, Gianfraco CHICCO, Roberto NAPOLI, Petre POSTOLACHE: Systeme de sondage des courbes de charge des consommateurs pour etablir les profiles types 322

**L'ENERGY DANS LE MONDE** 290

**HISTOIRE DE L'ELECTRICITE** 315

**COMPTE-RENDUS** 321

**TERMINOLOGIE ENERGETIQUE** 329

**INFORMATIONS** 333


## INHALT

"Entwicklungen und Perspektiven von Cogeneration - Systemen in Rumänien "


Nicolae NICULESCU, Victor ATHANASOVICI: Die Vorstellung des Gesprächs am runden Tisch "Entwicklungen und Perspektiven von Cogeneration - Systemen in Rumänien " 283

Victor ATHANASOVICI, Nicolae NICULESCU: Die gemeinsame Strom-und Wärmeerzeugung in Rumänien zwischen Gegewart und Persperktive 284

Florin-Niculae ALEXE, Cosmin MĂRCULESCU: Die Erhöhung des Fernwärme-Nutzungsfaktors in vorwiegend städtischen HKWs mit 420 t/h Dampfleistung und DSL 50- 1 oder DKUL 50, Dampfturbinen durch die Erhöhung der Verarbeitungskapazität im Mitteldruckbereich 291

Victor ATHANASOVICI, Ion Sotir DUMITRESCU, Cristian RĂDUCANU, Roxana PĂTRAŞCU: Technische Aspekte der gemeinsamen Strom-und Wärmerzeugung kleiner Leistung 295

George DARIE, Otilia MARIN: Alternativen zur Erhöhung de energietechnischen und - Umweltschutzleistungen der städtische Heizkraftanlagen mit DSL-Dampfturbinen in Rumänien 302

Ovidiu APOSTOL, Marin DINCĂ, Carmen DRAGOTĂ, Mariana BĂLĂUŢĂ: Ein Konzept zur operativen Leitung des Fernwärmesystems eines städtischen Zentrums 306

Roxana PĂTRAŞCU, Cristian RĂDUCANU: Die wirtschaftliche Einschätzung der Einwirkung verschiedener Lösungen zur gemeinsamen Strom-und Wärmeerzeugung auf die Umwel 310

Victor ATHANASOVICI, Cristian ATHANASOVICI: Europa zur Frage der gemeinsamen Groß - und Kleinleistungs -Strom-und Wärmeerzeugung 316

Mircea SCUTARIU: Ein System zur Abtastung der Lastkurven der Verbraucher zur Festlegung der Typeprofile 322

**DIE ENERGIEWIRTSCHAFT WELTWEIT** 290

**DIE GESCHICHTE DER EINFÜHRUNG DER ELEKTRIZITÄT** 315

**BUCHBESPRECHUNGEN** 321

**TERMINOLOGIE IN DER ENERGIEWIRTSCHAFT** 329

**INFORMATIONSARTIKEL** 333


## СОДЕРЖАНИЕ

Специальный номер "*Эволюция и перспективы систем совместного производства электроэнергии и тепла в Румынии*"


Николае НИКУЛЕСКУ, Виктор АТАНАСОВИЧ: Беседы за круглым столом "Эволюция и перспективы систем совместного производства электроэнергии и тепла в Румынии" 283

Виктор АТАНАСОВИЧ, Николае НИКУЛЕСКУ: Совместнае произвоздво электроэнергии и тепла между настояссим временем и перспективой 284

Флорин-Никулае АЛЕКСЕ, Космин МЭРКУЛЕСКУ: Увеличение показателя теплофикации на преимуще ственно городских ТЭЦ оснощенных котлами 420 т/ч и турбинами DSL-50-1 или DKUL-50 путем увеличения переработывающей способности в области среднего давления 291

Виктор АТАНАСОВИЧ, Ион Сотир ДУМИТРЕСКУ, Кристиян РЭДУКАНУ, Роксана ПЭТРАШКУ: Технические аспекты совместного производства лектроэнергии и тепла в установках малой мощности 295

Джеордже ДАРИЕ, Отилия МАРИН: Альтернативы увеличения энергетических показателей и показателей защиты окружающей среды городских установом совместного производства электроэнергии и тепла оснащенных турбинами DSL-50 302

Овидю АПОСТОЛ, Марин ДИНКЭ, Кармен ДРАГОТЭ, Мариана БЭЛЭУЦЭ: Коншепт оперативного управления тепло-фикационной системой насемнного пункта гороского типа 306

Роксана ПЭТРАШКУ, Кристиян РЭДУКАНУ: Экономическая оценка воздеиствия на окружающую среду различных решений совместного производства электроэнергии и тепла 310

Виктор АТАНАСОВИЧ, Кристиян АТАНАСОВИЧ: Европа о совместном производстве электроэнергии и тепла в том числе в установках малой мощности 316

Мирчеа СКУТАРИУ, Джианфранко КИККО, Роберто НАПОЛИ, Петре ПОСТОЛАКЕ: Система зандирования кривых нагрузки потребителей ввиду определения типовых профилей 322

ИЗ МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ 290

ИСТОРИА ЭНЕРГЕТИКИ 315

РЕЦЕНЗИЯ 321

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ТЕРМИОЛОГИЯ 329

ИНФОРМАЦИОННАЯ СТАТЬЯ 333



BUDAPESTI NEMZETKÖZI GAZDASÁGI EGYETEM Könyvtára 2001



Redacţia şi administraţia : B-dul Energeticienilor, nr. 8, sector 3, 74568, Bucureşti, tel./fax : 322 06 92; tel: 321 69 66/213
e-mail: energetica@icemenerg.vsat.ro; domni@icemenerg.vsat.ro; web: www.icemenerg. vsat.ro/energetica
Procesare computerizată şi tipărire la S.C. ICEMENERG S.A. (Domnica Câmpeanu)
Coperta tipărită la Tipografia RAPIDOCOLOR, Bucureşti

**Congrès International des Réseaux Electriques de Distribution**
**International Conference on Electricity Distribution**
**Conferința Internațională a Rețelelor Electrice de Distribuție**

**CIRED**
**Comitetul Național Român**

## A 16-a Conferință Internațională a Rețelelor Electrice de Distribuție,CIRED'2001

CIRED – Conferința Internațională a Rețelelor Electrice de Distribuție – este principala organizație internațională activă în domeniul distribuției energiei electrice, lucrările acestei conferințe ținându-se din doi în doi ani, în anii impari, în diferite orașe de pe glob.

CIRED este reprezentată în întreaga lume de 15 țări ca membre directoare (Austria, Belgia, Danemarca, Finlanda, Franța, Germania, Italia, Olanda, Norvegia,Portugalia, Spania, Suedia, Elveția, Anglia și Statele Unite ale Americii) și de alte țări, ca membre asociate, printre care Algeria, Argentina, Austria, Bahrain, Brazilia, Canada, China, Cehia, Egipt, Grecia, India, Polonia, România, Yugoslavia, Ungaria etc.

Comitetul Național Român, CNR-CIRED, ca membru asociat al CIRED, este o asociație profesională permanentă, nonprofit, cu caracter neguvernamental, formată din specialiștii ce au un interes comun în diseminarea și lărgirea experienței lor în domeniul rețelelor electrice de distribuție.

În perioada 18 – 21 iunie a.c. s-au desfășurat la Amsterdam - Olanda lucrările celei de a 16-a Conferințe Internaționale a Rețelelor de Distribuție, **CIRED'2001,** la care au luat parte circa 630 delegați din 46 țări, și anume: Argentina, Australia, Austria, Belgia, Brazilia, Canada, Columbia, Croația, Cehia, Danemarca, Dubai, Egipt, Finlanda, Franța, Germania, Grecia, Ungaria, Islanda, India, Iran, Irlanda, Italia, Luxembug, Macedonia, Malaezia, Mexic, Maroc, Namibia, Olanda, Nigeria, Norvegia, Polonia, Portugalia, România, Rusia, Singapore, Slovacia, Slovenia, Rep. Sud-Africană, Corea de Sud, Spania, Suedia, Elveția, Anglia, SUA și Yugoslavia.

Comitetul Național Român CIRED a desfășurat o activitate susținută în vederea pregătirii, participării și reprezentării la **CIRED' 2001**; astfel a difuzat "Call for Papers"-ul și a popularizat și încurajat participarea cu referate atât în cadrul S.C. Electrica S.A. și a sucursalelor sale, C.N. Transelectrica S.A., ANRE, OPCOM, cât și în cadrul instituțiilor de învățământ superior, instituțiilor de studii și cercetări etc.

S-au primit propuneri de lucrări din întrega țară, iar în urma analizării acestora, s-a selectat un număr de 17 referate care au fost promovate către Comitetul Tehnic International CIRED.

Conferința de la Amsterdam a fost organizată în șase sesiuni principale, și anume: **Componente de rețea; Calitatea energiei electrice și compatibilitatea electromagnetică; Exploatarea, controlul și protecția sistemelor de alimentare cu energie electrică; Mentenanță și modernizare; Dezvoltare sistem; Management-Organizare.**

Din partea României au participat 12 specialiști, în marea lor majoritate autori ai diverselor lucrări, delegația fiind formată din: ing. Lăcrămioara Jurcă și ing. Nicolae Tulici din partea C.N. Transelectrica S.A., dr. ing. Ion Conecini din partea S.C. OPCOM S.A., dr. ing. Ștefan Gheorghe, dr. ing. Mihai Păun, ing. Gheorghe Indre, ing. Mihaela Indre, ing. Ovidiu Rusu, ing. Cristina Tanasa, ec. Nicoleta Topoleanu și ing.Oana Galinschi din partea S.C. Electrica S.A. și prof. dr. ing. Mihai Gavrilaș de la Universitatea Tehnică "Gh. Asachi' din Iași. CIRED, prin Comitetul său Tehnic International, a acceptat, în urma unei selecții riguroase, din cele 17 propuneri prezentate de Comitetul Național Român, 12 lucrări repartizate pe secțiuni astfel:

Sectiunea I – Componente de retea

1. **"Diagnoza cablurilor. Teste in situ cu metode de diagnosticare a tensiunii de returnare în România"**, *autor: ing. Sorin PISPIRIS – C.N. Transelectrica S.A.*

2. **"Metode complexe pentru diagnosticarea stării tehnice a întreruptoarelor de MT și ÎT după scurtcircuite"**, *autori: ing. Ion MANEA, ing. Cornel CHICIU – ICMET Craiova, dr. ing. Florin BĂLAȘIU, ing. Nicolae TULICI– STEE Sibiu*

Sectiunea a II-a – Calitatea energiei electrice și compatibilitate electromagnetică

1. **"Comportarea în regim nesinusoidal a receptoarelor echilibrate prin conexiune Steinmetz"**, *autori: prof. dr. Mircea CHINDRIȘ, ing. A. CZIKER, ing. S. ȘTEFANESCU – UT Cluj*

2. **"Politica STEE Sibiu privind protecția împotriva supratensiunilor de comutație și de trăsnet"**, *autori: dr. ing. Florin BĂLAȘIU, ing. Lăcrămioara JURCĂ, ing. Nicolae TULICI – STEE Sibiu, ing. Florin GONI –S.C. ICEMENERG S.A.*

Sectiunea a III-a – Exploatarea, controlul și protectia sistemelor de alimentare cu energie electrică

1. **"Realizări și perspective în telecomanda prin radio a distribuției la Sucursala de Distribuție Târgu Mureș – România"**, *autori: ing. Ștefan CRIȘAN, ing. Bela BALASY – SD Tg. Mureș*

Sectiunea a V-a - Dezvoltări în sistem

1. **"Reconfigurarea schemelor de exploatare ale rețelelor urbane de distribuție, cu minimizarea pierderilor de energie electrică"**, *autori: dr. ing. Virgil DUMBRAVĂ, dr. ing. Gheorghe COMĂNESCU – UPB, dr. ing. Șerban COCULESCU – ANRE*

2 **"Dezvoltarea structurii tarifelor pentru noi grupuri de consumatori din piața de energie europeană"**, *autori: dr. ing. Ion LUNGU - ANRE, dr. ing. Mihai PĂUN – SD Ploiești, Paulene STEPHENSON – Kingston University UK*

3. **"Strategii în dezvoltarea instalațiilor electrice de distribuție și furnizare a energiei electrice din România. Problematici și soluții adoptate"**, *autori: ing. Gheorghe MAZILU – S.C. Electrica S.A., ing. Șerban COCULESCU - ANRE, ing. Adrian MAZILU – SD București*

4. **"Optimizarea sistemelor de distribuție utilizând algoritmi evolutivi și abordare multiobiectivă fuzzy"**, *autori: prof. dr. Daniela RĂDĂȘANU, prof. dr. Eugen BÂRLĂDEANU– Univ. Tehnică "Gh. Asachi" – Iași*

Sectiunea a VI-a - Management - Organizare

1. **"Stadiul reformei sectorului energiei electrice în România și evaluarea cerințelor pentru privatizarea companiilor de distribuție"**, *autori: ing. Gheorghe INDRE – S.C. Electrica S.A., ing. Mihaela INDRE –SD București, dr. ing. Ion CONECINI – OPCOM*

2. **"Schimbarea organizațională planificată a Sucursalei de Distribuție Brașov într-o companie de electricitate care functionează într-un mediu concurențial"**, *autori: ec. Nicoleta TOPOLEANU, ing. Ovidiu RUSU – SD Brașov*

3. **"Prognoza pe termen mediu a consumului de energie electrică cu modele ale rețelelor neuronale artificiale"**, *autori: prof. dr. Mihai GAVRILAȘ – Univ. Tehnică "Gh. Asachi" – Iași, ing. Ioan CIUTEA – SD Iași, ing. Cristina TĂNASĂ – SD Iași*

Indubitabil, acceptarea de către organismul international a unui număr de douăsprezece lucrări din România este de o importanță majoră pentru activitatea CNR CIRED, având un efect pozitiv asupra imaginii create în exterior, conducând la afirmarea și recunoașterea pe plan internațional a realizărilor din România în domeniul energetic.

Documentațiile prezentate la cea de a 15-a Conferință Internațională a Rețelelor Electrice de Distribuție au fost preluate de delegația din România atât pe compact disc, cât și în cele șase volume tipărite (pentru fiecare secție lucrările au fost grupate într-un volum) și au fost depuse la biblioteca CNR-CIRED pentru a putea fi consultate de toți specialiștii interesați.

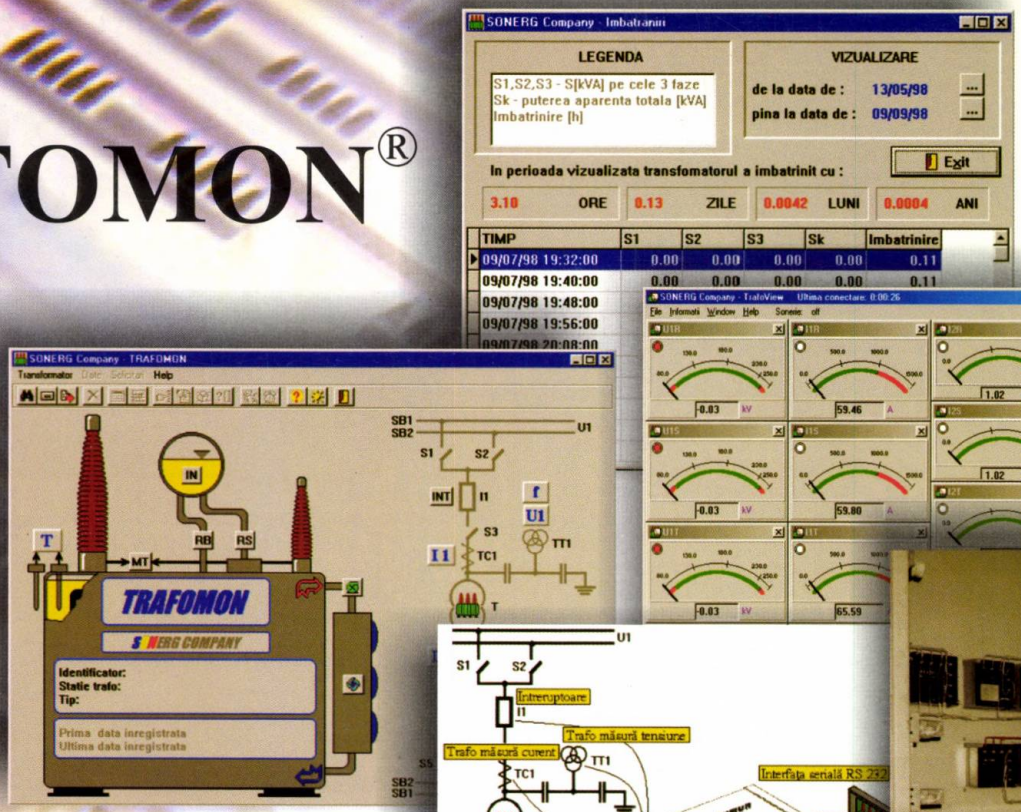
De asemenea, au fost preluate temele de interes care vor constitui subiectele viitoarelor lucrări ale celei de a 17-a Conferințe Internaționale a Rețelelor Electrice de Distribuție, ce va avea loc în perioada 12 –15 mai 2003 la Barcelona - Spania și care pot fi consultate tot la biblioteca CNR-CIRED.

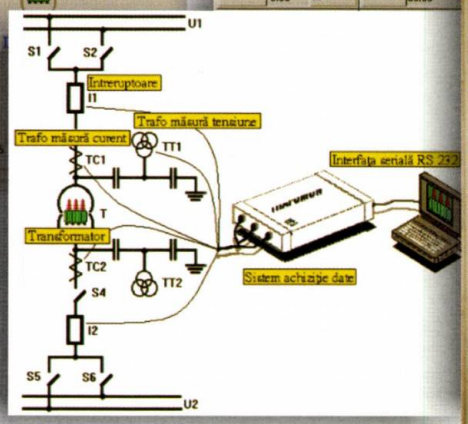
În anul 2002, sub egida CIRED se vor organiza două simpozioane regionale, unul în perioada 5 – 8 august la Kuala Lumpur – Malaezia și unul în perioada 2 –5 decembrie 2002 la Buenos Aires –Argentina.

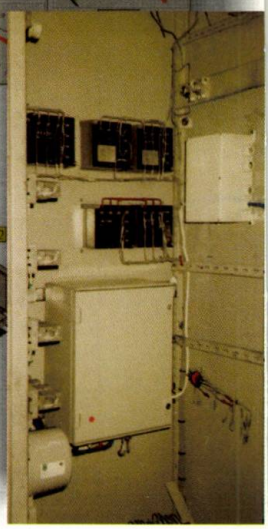
Lucrările care se vor prezenta pentru viitoarea Conferință **CIRED'2003** și pentru cele două simpozioane vor fi selectate de Comitetul Național Român și vor fi trimise pentru examinare Comitetului Tehnic al CIRED în vederea acceptării.

**dr. ing. Ion CONECINI - membru al CNR - CIRED**

# TRAFOMON®



**TRAFOMON, echipament conceput de experţii NOVA INDUSTRIAL SA special pentru monitorizarea complexă, on-line, a transformatoarelor de putere din exploatare, permite:**

**1. Monitorizarea on-line a maximum 47 mărimi de intrare (12 analogice şi 35 de stare) ce caracterizează funcţionarea unui transformator de putere din exploatare şi anume :**

- **tensiunile primare sau secundare (3);**
- **curenţii primari şi secundari (6);**
- **temperatura uleiului (1);**
- **temperatura aerului ambiant (1);**
- **frecvenţa tensiunii reţelei (1);**
- **nivelul uleiului în conservator (2);**
- **starea de funcţionare a :**
  - **pompelor (5) şi ventilatoarelor (15) sistemului de răcire;**
  - **releului Buchholz (2);**
  - **releului de presiune al comutatorului de reglaj (1);**
  - **supapelor de suprapresiune (1);**
  - **echipamentului de protecţie contra incendiului de tip Serge sau similar (1);**
  - **sistemelor de monitorizare a izolaţiei trecerilor izolate tip condensator (2);**
  - **întreruptoarelor în celulele aferente transformatorului (6).**

## Echipament pentru monitorizarea complexă, on-line, a transformatoarelor de putere din exploatare

**2. Monitorizarea on-line, prin prelucrare software, a:**

- **temperaturii înfăşurării în punctul cel mai cald;**
- **consumului de viaţă din punct de vedere termic;**
- **duratei de funcţionare a pompelor şi a ventilatoarelor - total sau între revizii;**
- **puterii aparente.**

**3. Sesizarea şi alarmarea în cazurile de funcţionare în regim de suprasarcină.**

**4. Luarea de decizii de protecţie în cazul în care echipamentul detectează funcţionarea cu sistemul de răcire oprit sau în caz de suprasarcini.**

**5. Vizualizarea pe ecranul PC-ului a mărimilor analogice rezultate, sub formă de tablou de aparate analogice şi / sau digitale .**

**6. Stocarea temporară a datelor, transferul acestora la PC (folosind interfaţa RS 485) şi construcţia unei baze de date.**

# NOVA INDUSTRIAL SA


**Str. Theodor Speranţia Nr. 104 , Bl. S26, Sc. 2, Ap. 59, Sector 3, BUCUREŞTI, ROMÂNIA**
**Tel. / Fax : (+40) 1 323 86 89**
**E-mail: sales@novaindustrialsa.ro sau office@novaindustrialsa.ro**
**http://www.novaindustrialsa.ro**

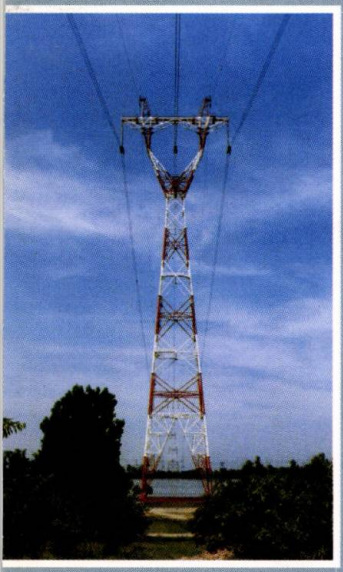

QUALITAS

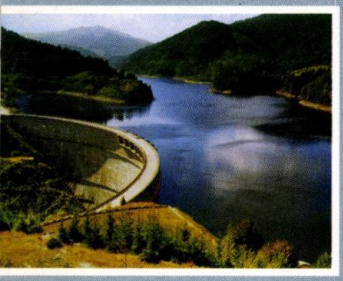
CERTIFICAT NR. 36
SR EN ISO 9001/1995

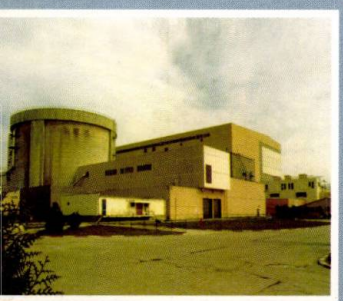
igust - septembrie
2001

E.2039 FF
8 000001 296879

# Energetica







**Strategii ale furnizorilor români de echipamente și servicii energetice pe piața energiei**

- protecția mediului
- plasmă rece
- tablă amorfă
- electrofiltre
- turbine cu abur
- echipament de înaltă tensiune
- mașini hidraulice
- curbe de sarcină

- sistem EMS-SCADA
- sistem de telegestiune
- rețele neuronale artificiale
- cazane de abur
- debite de servitute
- conductor de protecție

**ASTER**
Asociația Științifică și Tehnică a Energeticienilor din România

World Energy Council
CONSEIL MONDIAL DE L'ENERGIE

**COMITETUL NAȚIONAL ROMÂN**
**organizează în perioada 09 - 13 iunie 2002 în stațiunea NEPTUN - OLIMP**

# CONFERINȚA NAȚIONALĂ A ENERGIEI

# CNE 2002

**cu tema:**

## *Piețele Energiei și Integrarea Europeană*

**Conferința, patronată de Excelența Sa Președintele României, Domnul Ion Iliescu, este sprijinită de companii naționale din domeniul energiei, petrolului, gazelor naturale și cărbunelui și face parte din programul de manifestări pe anul 2002 al Consiliului Mondial al Energiei.**

**Conferința este structurată pe următoarele manifestări:**

### *A. Secțiunile tematice ale Conferinței și anume:*

- **Secțiunea I - Legislația energetică și cadrul instituțional de la restructurare națională la integrarea europeană.**
- **Secțiunea a II-a - Accesibilitatea energiei: modernizarea infrastructurii, perfecționarea interconexiunilor. Dezvoltarea noilor rute comerciale.**
- **Secțiunea a III-a - Disponibilitatea energiei: securitate, eficiență, servicii și furnizarea energiei electrice de calitate.**
- **Secțiunea a IV-a - Acceptabilitatea energiei: dimensiunea etică, socială și de mediu a energiei.**

### *B. Expoziția internațională EXPO* CNE 2002.

### *C. Mese rotunde.*

### *D. Ziua Energiei României.*

**Sunt invitați să participe cu lucrări la secțiunile tematice, cu produse și exponate la standurile din expoziția internațională, cu prezentări de tehnologii noi pentru organizarea de mese rotunde, specialiști și firme din România și străinătate:**

- **Producători și furnizori de energie electrică și căldură;**
- **Producători și furnizori de echipamente și servicii energetice;**
- **Universități și centre de cercetare din universități;**
- **Societăți licențiate ca furnizori de energie;**
- **Instituții și agenții guvernamentale: ministere, autorități de reglementare, oficialități județene și orășenești;**
- **Investitori, finanțatori, bănci comerciale;**
- **Sindicate;**
- **Producători și furnizori de combustibili (petrol, gaze și cărbune);**
- **Institute de cercetare și proiectare de profil;**
- **Consumatori liberi;**
- **Asociații, fundații, societăți nonprofit de profil;**
- **Consumatori de energie;**
- **Asociații și federații patronale din domeniul energiei;**
- **Mass-media.**

**Participanților la Conferință le este destinat un amplu program social - cultural.**
**Dacă doriți să acceptați provocările *CNE 2002* cu tema: *"Piețele energiei și integrarea europeană"* Conferința reprezintă cel mai potrivit prilej de a vă pregăti pentru aceasta.**

**PENTRU INFORMAȚII SUPLIMENTARE VĂ RUGĂM SĂ CONTACTAȚI:**


SECRETARIATUL EXECUTIV al CNR - CME

Telefon: 01/346.43.30; 01/346.47.86 interior 233
Fax: 01/346.45.46; 01/346.53.10

E-mail: ghbalan@cnr-cme.ro
INTERNET: www.cnr-cme.ro/CNE 2002


Vă rugăm să vizitați permanent pagina WEB pe INTERNET, care vă va ține la curent cu datele principale ale CONFERINȚEI.

BUDAPESTI MŰSZAKI ÉS GAZDASÁGTUDOMÁNYI EGYETEM * Műszaki Információs Központ és Könyvtár * Olvasójegy 2001


# ENERGETICA e®

REVISTA DE SPECIALITATE A ENERGETICIENILOR DIN ROMÂNIA

ISSN: 1220 - 5133

ANUL 49 Nr. 8-9 AUGUST - SEPTEMBRIE 2001


Revista ENERGETICA a fost înfiinţată în anul 1953, continuînd tradiţia vechilor publicaţii inginereşti care au avut preocupări în domeniul energiei ca, de exemplu:

- Diaru pentru vulgarizarea ştiinţelor naturale şi fizice (1870 - 1882);
- Buletinul Societăţii Politehnice (1887 - 1944);
- Buletinul Asociaţiei Generale a Inginerilor din România – AGIR (1919 - 1946);
- ENERGIA, editată de ing. Dumitru Leonida (1921);
- Buletinul Asociaţiei Producătorilor şi Distribuitorilor de Energie Electrică - APDE (1932 - 1944);
- Buletinul Institutului Român de Energie - IRE (1933 - 1944).

Începînd cu data de 01.08.1999 revista Energetica este editată de Asociaţia Ştiinţifică şi Tehnică a Energeticienilor din România "ENERGETICA", înfiinţată ca organizaţie profesională, neguvernamentală, nonprofit.

Organul suprem de conducere al Asociaţiei este Adunarea Generală, care a delegat pentru administrare un Consiliu Director compus din: Eugeniu PAVEL – preşedinte, Jean CONSTANTINESCU- vicepreşedinte, Ion CONECINI – secretar general, Vasile RUGINĂ – trezorier, Virgil MUŞATESCU, Dumitru Cezar IONESCU, Nicolae NICULESCU, Stelian OPRESCU, Dan GHEORGHIU – membri.

În cadrul Asociaţiei funcţionează Colegiul revistei Energetica, împuternicit de Consiliul Director prin Hotărîrea nr. 1/01.01.2001, să coordoneze activitatea ştiinţifică şi de editare a revistei şi a publicaţiilor satelite.


**COLEGIUL REVISTEI ENERGETICA**

**Preşedinte:** dr. ing. Eugeniu PAVEL

**Membri:** ing. Hermina ALBERT; prof. dr. ing. Florin ALEXE; prof. dr. ing. Victor ATHANASOVICI; prof. dr. ing. Adrian BADEA; prof. dr. ing. Cornel BIANCHI; dr. ing. Iosif Constantin BILEGAN; ing. Mircea CÂRDU; prof. dr. ing. Mircea CHINDRIŞ; dr. ing. Ion CONECINI; dr. ing. Jean CONSTANTINESCU; prof. dr. ing. Dorin CRISTESCU; prof. dr. ing. Nicolae DĂNILĂ; prof. dr. ing. Mircea EREMIA; dr. ing. Ioan GANEA; ing. Dan GHEORGHIU; dr. ing. Miron Laurenţiu GOIA; prof. dr. ing. Nicolae GOLOVANOV; prof. dr. ing. Basarab Dan GUZUN; prof. dr. ing. Sorin HURDUBEŢIU; prof. dr. ing. Dumitru Cezar IONESCU; prof. dr. ing. Dumitru IVAS; dr. ing. Lucian LEFTER; dr. ing. Gheorghe LUCA; dr. ing. Ion LUNGU, prof. dr. ing. Virgil MAIER; prof. dr. ing. Magdalena MATEI; dr. ing. Andrei Călin MIHĂILEANU; ing. Cornel MOŢIU; conf. dr. ing. Virgil MUŞATESCU; prof. dr. ing. Constantin NEAGA; prof. dr. ing. Mircea NEMEŞ; ing. Nicolae NICULESCU; prof. dr. ing. Valeriu NISTREANU; ing. Radu OPINCARU; ing. Stelian OPRESCU; ing. Cornel PÂSLARU; prof. dr. ing. Alexandru POEATĂ; dr. ing. Marius POMÂRLEANU; prof. dr. ing. Florin POP; dr. ing. Teodor POPA, dr. ing. Badea POPA; dr. ing. Anca POPESCU; ing. Miron POPESCU; prof. dr. ing. Petre POSTOLACHE; prof. dr. ing. Ilie PRISECARU; ing. Constantin RADU; ing. Radu REGMAN; dr. ing. Gabriel ROMAŞCU; ing. Anton ROŞU; ing. Costin Liviu RUCĂREANU; dr. ing. Vasile RUGINĂ; ing. Norica SĂNDULESCU; ing. Alexandru SĂNDULESCU; ing. Emilian SIMIAN; ing. Mihaela STIOPOL; ing. Cristian ŢÂNŢĂREANU; ing. Ovidiu ŢUŢUIANU; ing. Anton VLĂDESCU; ing. Gheorghe VOICU

Conducerea tehnico-ştiinţifică a revistei Energetica se asigură de către Biroul de redacţie pe baza Regulamentului de funcţionare al revistei Energetica.

**BIROUL DE REDACŢIE*:** dr. ing. Eugeniu PAVEL – preşedinte; ing. Anton ROŞU - redactor-şef; prof. dr. ing. Dumitru Cezar IONESCU – redactor-şef adjunct; prof. dr. ing. Nicolae GOLOVANOV– redactor-şef adjunct; ing. Norica SĂNDULESCU – secretar de redacţie; dr. ing. Ion CONECINI; dr. ing. Ioan GANEA; dr. ing. Lucian LEFTER; dr. ing. Ion LUNGU; conf. dr. ing. Virgil MUŞATESCU; ing. Nicolae NICULESCU; ing. Radu OPINCARU; dr. ing. Anca POPESCU

* Componenţa aprobată prin hotărîrea Consiliului Director din 31.08.2000



**Redactor:** Ana Maria CHIVU

tel/fax.: 3220692; tel. 3216966/213


©Toate drepturile asupra acestei publicaţii sunt rezervate Asociaţiei Ştiinţifice şi Tehnice a Energeticienilor din România "ENERGETICA". Orice reproducere, integrală sau parţială, prin indiferent ce mijloace, a materialelor apărute în paginile publicaţiei se poate face numai cu aprobarea Asociaţiei. Sunt autorizate numai citările incluse în lucrări ştiinţifice sau în alte volume, cu precizarea sursei. Opiniile exprimate în articolele publicate în revistă aparţin autorilor.

## CUPRINS

*Număr special "Strategii ale furnizorilor români de echipamente şi servicii energetice pe piaţa energiei"*


Stelian OPRESCU, Dan GHEORGHIU: **Masa rotundă: "Strategii ale furnizorilor români de echipamente şi servicii energetice pe piaţa energiei"** 341

Ecaterina ZISSULESCU, Diana MARTIN, Rodica MACARIE, Sorin ZISSULESCU: **Tehnologii moderne de protecţie a mediului care utilizează "plasmă rece" pentru reducerea oxizilor de sulf şi azot în termoenergetică** 342

Paulina DIACONESCU: **Transformatoare de distribuţie cu circuit magnetic din tablă amorfă** 347

Gheorghe IGNAT, Rodica MACARIE, Georgică NICULA, Mircea CHIRIACESCU, Mihai HERLEA, Georgeta HRISTESCU, Ion ILIE, Radu TEODORESCU, Aurel MEDINTU,Viorel OSIAC: **Perspective privind satisfacerea exigenţelor actuale din energetică, pentru limitarea emisiilor de pulberi în atmosferă prin utilizarea electrofiltrelor performante de concepţie românească** 352

Sebastian RAŢIU, Victor ANDREIAN, Adrian BEDNAROVSCHI, Constantin MARINESCU, Ştefan GEDO: **Soluţii de ultimă generaţie aplicate principalelor componente ale turbinelor cu abur F1C 330 MW pentru creşterea fiabilităţii şi siguranţei în exploatare** 357

Constantin PISTOL, Dumitru CATRINA, Doina GHINDEANU: **Evoluţie şi perspective în fabricaţia aparatajului electric de înaltă tensiune la S.C. Electroputere S.A.** 363

Lucian DINESCU, Vasile DUŢĂ, Nicoleta COSTACHE, Nicolae BUCUR, Ghiorghe IONIŢĂ, Alexandru MILEA: **Tehnologii noi privind construcţia robinetelor energetice** 367

Sigrid JIANU: **Tendinţe şi perspective în cercetarea maşinilor hidraulice** 373

*

Hermina ALBERT: Informatizarea activităţilor în sectorul energetic 376

Fănică VATRĂ, Hermina ALBERT, Ana POIDA: **Modernizarea şi extinderea sistemului EMS - SCADA din dotarea operatorului de sistem pentru realizarea conducerii operative a SEN în condiţiile pieţei de energie electrică deregiementate din România** 377

Eugen VIJOLI, Ruxanda MIHAI, Cristian GHITA: **Sistemul de telegestiune al conturului energetic al S.D. Bucureşti** 383

Dan APETREI: **Reţele neuronale artificiale pentru predicţia consumului de energie electrică la SD Vaslui** 388

Victor VÂRZARU: **Soluţie eficientă pentru corecţia automată a arderii la cazanele alimentate cu păcură** 394

Liana TURCU, Andrei ZABUNOV, Mihai ALECU: **Consideraţii asupra cauzelor fisurării tamburelor cazanelor de abur** 397

Tudor PRISECARU: **Analiza stabilităţii circulaţiei naturale în sistemul vaporizator al cazanului TGM84B în situaţia modificării configuraţiei de ardere a arzătoarelor** 403

Sever CERCHEZ: **Probleme actuale şi de viitor ale hidroenergeticii din România - consideraţii privind unele obiective prioritare ale strategiei în domeniu** 409

Corina DRUMEANU, Victor IONESCU: **Algoritm pentru validarea ofertei hidroenergetice din punctul de vedere al asigurării debitelor de servitute şi debitelor prelevate pentru folosinţe neenergetice** 418

**INFORMAŢII**

Valentin POP: **Implicaţia conductorului de protecţie la liniile electrice aeriene de înaltă tensiune, în funcţionarea protecţiilor** 421

Victor Moldoveanu: **Modificarea schemei de blocaj a separatoarelor de 110 kV în staţiile trafo cu simplu sistem de bare secţionate** 422

Dorin CRISTESCU: **Reuniunea regională CIGRÉ "BLACK SEA" EL-NET 2001" Suceava** 423

**RECENZIE** 387

**DE PERSONIS** 427

**RELANSIN**

Nicolae CONSTANTINESCU, Gică ILIE, Gheorghe Valeriu, Cristofor TRAIAN, Gheorghe LĂZĂROIU: **Soluţii moderne în construcţia şi reabilitarea preîncălzitoarelor de aer regenerative ale cazanelor de abur din centralele termoelectrice**

Adrian TURBATU, Victoriţa RĂDULESCU, Traian ABRUDAN: **Eficientizarea conducerii operative a centralelor hidroelectrice prin urmărirea on-line a parametrilor de funcţionare. Aplicaţie la S.H. Curtea de Argeş**

BUDAPESTI MŰSZAKI ÉS GAZDASÁGTUDOMÁNYI EGYETEM * Műszaki Információs Központ és Könyvtár * Olvasótermi példány
2001

# CONTENTS

*Special issu "Strategies of the romanian energy suppliers of equipment and Services for the energy market"*

Stelian OPRESCU, Dan GHEORGHIU: **Round table: Strategies of th romanian energy suppliers of equipment and Services for the energ market**
*Energetica * 49 * 2001* Nr. 8-9, p. 341*

Ecaterina ZISSULESCU: **Modern environmental protection technologies utilizing "cold plasma" for sulphur and nitrogen oxides reduction in the thermal power field**

The paper presents the mechanism and the advantages of "cold plasma" application to technologies for the flue gas noxious substances elimination in comparison with technologies based on gas radiation by means of accelerated electron bundles.

The paper also schematically presents the installation developed at S.C. ICPET S.A. in cooperation with INFLPR, which will bedeveloped at the S.C. ICPET S.A. headquarters and will establish the technology for the noxious substances elimination by "cold plasma" induced through continuous voltage corona discharge, corona discharge with short impulses and microwaves
*Energetica * 49 * 2001* Nr. 8-9, p. 342*

Paula DIACONESCU: **Distribution transformers with magnetic circuit of amorphous iron sheets**

The paper presents the preoccupations of S.C. ELECTROPUTERE S.A. CRAIOVA Transformer Department to assimilate a series of distribution transformers with magnetic circuits made of amorphous steel plates with diminished losses during no-load operation at 250-630 kVA, 20/0.4 kV. Modern transformer manufacturing to replace the existing ones registering great losses has great advantages for the Romanian energy system.

The technical solutions to be applied to the design and developmen of these products will be utilized for the first time in our country and wil enable us to hold our position within the highly efficient distributio transformer manufacturers hierarchy.
*Energetica * 49 * 2001* Nr. 8-9, p. 347*

Gheorghe IGNAT, Rodica MACARIE, Georgică NICULA, Mircea CHIRIACESCU, Mihai HERLEA, Georgeta HRISTESCU, Ion ILIE, Radu TEODORESCU, Aurel MEDINȚU, Viorel OSIAC: **Prospects of meeting present day requirements in the energy field for air polluting powder emissions limiting by means of Romanian highly efficient electrofilters**

At present and in the near future the general objective of the environmental policy in the field of coal -based electricity and heat generation is to diminish the environmental impact by diminishing the amount of dust emitted into the atmosphere up to the level allowed by the national environmental legislation.

On long term we should reach the level of the European norms requirements which include, besides the powder emission reduction, the gaseous pollutant (SO4 and Nox) limiting.

In order to achieve the above mentioned goal electrical filter repair and modernization documentation for some power units has been developed as early as 1990 in several stages according to the level required by the Romanian norms. The repair pojects including modernization works that have been carried out so far in the existing installations have yielded good test results encouraging the develpoment of new works with better and better results.

This paper presents the results that have been obtained, focusing on the solutions that have been and are considered for the future applications so that the stack powder emissions observe the limits required by the legislation in force. This is sometimes difficult to achieve taking into consideration the fact that we deal with existing installations, occpying a limited space and volume.
*Energetica * 49 * 2001* Nr. 8-9, p. 352*

Sebastian RAȚIU, Victor ANDREIAN, Adrian BEDNAROVSCHI, Constantin MARINESCU, Ştefan GEDO: **Latest generation solutions to the main components of the F1C 330 M steam turbines for reliability and safe operation increasing**

The 330 MW turbines that have been lately installed in the S.C. Termoelectrica S.A. company power plants have been included in comprehensive modernization programmes that cover almost all the main systems of the aggregate such as the turbine rotors, the low pressure bodies, turbine casings, the main oil pump drive, the regulation system, protection system, special measurements system , (vibrations, dilatations, shifts, etc.).

The paper presents the S.C. ICPET S.A. concepts relating to the rehabilitation and modernization of these turbines, modernization works that have been made in successive stages. Every new application added new systems and solutions of the latest generation in this field.

Through Phare programmes, cooperation with companies enjoyin international recognition and our own efforts in the field of research w have obtained very good results supported by the behaviour of th turbines in operation.

These new concepts and the scientific and technical level o S.C. ICPET S.A. company enable the specialists tackle the most complex works in the field, both for the turbines mentioned in this paper and other types of turbines existing in the Romanian power plants.
*Energetica * 49 * 2001* Nr. 8-9, p. 357*

Constantin PISTOL, Dumitru CATRINA, Doina GHINDEANU: **Evolution and prospects of high voltage electric equipmen S.C. ELECTROPUTERE A.S. manufactured**

The paper presents the evolution of the high voltage electric equipment at S.C. Electroputere S.A.

in agreement with the requirements of the national energy system, as well as the near future trends considering the new market conditions and the technical level.

The paper focuses on the actual technical level of the equipment.
*Energetica * 49 * 2001* Nr. 8-9, p. 363*

Lucian DINESCU, Vasile DUȚĂ, Nicoleta COSTACHE, Nicolae BUCUR, Ghiorghe IONIȚĂ, Alexandru MILEA: **New technologies for energye valve material consumption diminishing by replacing forging with casting manufacturing procedures**

The paper aims at establishing the manufacturing technology of the industrial valves by replacing the forging manufacturing methods with casting ones, in order to increase valve performances and diminish material and energy consumption.

Research was carried out in two main directions:

- finding the appropriate cast steel marks to correspond to the pressure factors (40 Mpa), temperature (over 540 C), requirement related to operation in safe and reliable conditions of the valves utilized i the traditional power plants;
- development of a reliable valve manufacturing technology by replacing the forged variant with the cast one;
- metal savings;
- cost price diminished by 166%.

*Energetica * 49 * 2001* Nr. 8-9, p. 367*

Sigrid JIANU: **Trends and prospects of hydraulic machines research**

The paper aims at presenting in principle and analysing the modern research methods in the field of hydraulic machines. The simulation methods application and the experimental tests for the real time development of efficient models are also presented. The method has been successfully utilized at the international level but it is for the first time that it is implemented in our country by S.C. Resita S.A. Hydraulic Machines Research Section .
*Energetica * 49 * 2001* Nr. 8-9, p. 373*

Hermina ALBERT: **Utilization of information systems in the energy sector**

*Energetica * 49 * 2001* Nr. 8-9, p. 376*

Fănică VATRĂ, Hermina ALBERT, Ana POIDA: **Modernization and extension of the EMS-SCADA data system of the System Operator for carrying out the operative control of the NPS within the deregulated electricity market in Romania**

The interconnecting of the National Power System (SEN) with the Power Systems of the UCTE and the liberalization of the electricity Romanian market constitute two priority objectives of the Romanian power sector within the integration process of our country in the European Union.

The whole process of the electricity market organization, participation and operation is regulated and monitored by national authorities invested with specific responsibilities and assignments, to this effect an important role being played by the System Operator which is an entity of the National Power Grid Company (CN Transelectrica).

The paper presents the conception, functions, architecture an hardware and software technical endowment proposed by ISPE for th modernizing and extending of the EMS/SCADA Data System of th System Operator for carrying out the operative control of the SEN withi the deregulated electricity market in Romania.

*Energetica * 49 * 2001* Nr. 8-9, p. 377*

Eugen VIJOLI, Ruxanda MIHAI, Cristian GHIȚĂ: **Remote control management of S.D. Bucharest energy frame**

The paper is a short presentation of the remote control management of the energy system installed and in operation at the Bucharest Distribution Subsidiary (S.D.), relating to the main hardware/software characteristics of the system, its configuration and utilization and the prospects of its development.

*Energetica * 49 * 2001* Nr. 8-9, p. 383*

Dan APETREI: **Neural networks for electricity consumption prognosis at S.D. Vaslui**

In principle, neural networks, can compute any computable function. Load profile predicting is one of the tasks in the energy market. This is intensly using neural networks for short term prognosys. The paper presents practical results from the ED Vaslui experience

*Energetica * 49 * 2001* Nr. 8-9, p. 388*

Victor VĂRZARU: **Efficient solution for the automatic correction of the fuel oil boiler combustion**

The paper presents an efficient solution for the automatic correction of combustion eliminating a series of deficiencies of the methods that have been utilized so far for the fuel oil burning boilers in our country and abroad. The necessary equipment is entirely manufactured in our country at S.C. ICEMENERG SERVICE S.A. The usefulness and performances of this solution were proven through its application to the 420 t steam / hour boiler of the Brazi II CHP in 2000. The application yielded very good results.

*Energetica * 49 * 2001* Nr. 8-9, p. 394*

Liana TURCU, Andrei ZABUNOV, Mihai ALECU: **Considerations relating to the main causes of steam boiler drum cracking**

In this paper are showing principal causes of the drums deteriorating, these being the most important elements of the steam boilers, both as functional, and through the possible consequences of its deteriorating.

This paper refers to a small domain of boilers, having drums made by AMMO65 and TCZ60/45 steel, where damages was occurred, respective to boilers of 420t/h of type CR-1244, by lignite, CR-1737 and C4, by fuel oil and gases and of 120 t/h, by lignite.

In the paper are presented in detailed deficiencies that take part to the appearance in operating of the fissures located in different areas of the drums.

In the end, are systematized causes of drums deteriorating and are presented measures for reducing of cracking risk of them, measures that refers to all factors involved in designing,

*Energetica * 49 * 2001* Nr. 8-9, p. 397*

Tudor PRISECARU: **Analysis of the natural circulation stability of the TGM84B boiler vapourizing system when the burner combustion configuration is modified**

Many power steam boilers from our country are to be revamped in the following years, due to the their long period of operation. All these activities general require important investment funds, making that usual technical proper solutions not to involve them too much into the whole installation; due to this fact, in many cases the verifications upon the new functional parameters of the boiler are necessary, in order to create the basis of its reliable operation in the future. This paper takes in the foreground this type of exercise concerning the effects of the burners' characteristics modification at a TGM 84B steam boiler, looking to reduce the $NO_x$ emissions

*Energetica * 49 * 2001* Nr. 8-9, p. 403*

Sever CERCHEZ: **Present and future problems of the Romanian hydropower system - considerations relating to the main objectives of the strategy in this field**

The first part of the paper presents the achievements up to 1990 and afterwards between 1990-2000, the drastic underfinancing of the latest period of time, the present deadlock of the hydropower plants under construction and the lack of a favourable background, necessary for shifting the focus from the exclusively economic level of the companies to the national political level, from the short to the long term .

The possible obstacles are also analysed in order to underline the potential.

The necessity to preserve the present land register there where hydropower plants could be developed.

The second part of the paper presents the problems of the hydropower plants in operation: reconsideration of the installations in operation, of the power unavailability , possible recoveries, upgrading as a must, opportunity, business, replacement of the physical optimization with financial optimization, necessity of well- grounded production costs, the practice of delaying certain imposed costs and tariffs, unsatisfactory situation of the small HPP, exitence of a human professional potential not present in the external markets.

*Energetica * 49 * 2001* Nr. 8-9, p. 409*

Corina DRUMEANU, Victor IONESCU: **Algorithm for the validation of the hyro offer from the point of view of ensuring the and flows for non-energy purposes**

Persuant to the "Instructions relating to the participation in the Romanian wholesale electricity market", S.C. OPCOM S.A. has to perform the following tasks:

- to take over electricity and system services sale offers from the participants in the market;
- to validate the electricity and system services sale offers based on its own methods.

The paper proposes an algorithm for the hydropower offer validation from the point of view of the restriction relating to the hydropower developments as it is defined in the regulations in force.

*Energetica * 49 * 2001* Nr. 8-9, p. 418*

**INFORMATII**

Valentin POP: **High voltage OEL blocking (protection) circuit implication in the protection equipment operation**

*Energetica * 49 * 2001* Nr. 8-9, p. 421*

Victor MOLDOVEANU: **Modification of the blocking circuit of the 11o kv transformer station separating switches**

*Energetica * 49 * 2001* Nr. 8-9, p. 422*

Dorin CRISTESCU: **"Black Sea EL-NET 2001 "Regional CIGRE Meeting in Suceava**

*Energetica * 49 * 2001* Nr. 8-9, p. 423*

**RECENZIE** 387

**DE PERSONIS** 427

**RELANSIN**

Nicolae CONSTANTINESCU, Gică ILIE: **Modern construction solutions for the rehabilitation of the regenerative air preheaters of the thermal power plants boilers**

Adrian TURBATU, Victorița RĂDULESCU, Traian ABRUDAN: **Efficient operative management of the hydroelectric power plants by means of on-line monitoring of the operation parameters-application developed for Curtea de Arges S.H.**

## SOMMAIRE

Numéro spécial "Stratégies des fournisseurs roumains de matériel et de services énérgetiques sur le marché de l'énergie"


Stelian OPRESCU, Dan GHEORGHIU: **"Stratégies des fournisseurs roumains de matériel et de services énérgetiques sur le marché de l'énergie"** 341

Ecaterina ZISSULESCU: **Technologies modernes de l'environnement qui utilisent "le plasma froid" pour réduire les oxydes de soufre et d'azote dans la thermo-énérgetique** 342

Paula DIACONESCU: **Transformateurs de distribution à circuit magnétique en tôle amorphe** 347

Gheorghe IGNAT, Rodica MACARIE, Georgică NICULA, Mircea CHIRIACESCU, Mihai HERLEA, Georgeta HRISTESCU, Ion ILIE, Radu TEODORESCU, Aurel MEDINTU, Viorel OSIAC: **Perspectives du respect des exigences actuelles dans l'énergétique par la diminution des émissions de poudres dans l'atmosphère à l'aide des dépoussiéreurs performants de conception roumaine** 352

Sebastian RAŢIU, Victor ANDREIAN, Adrian BEDNAROVSCHI, Constantin MARINESCU, Ştefan GEDO: **Solutions de dernière génération appliquées aux principaux composants des turbines à vapeur F1C 330 M, destinées a accrôitre la fiabilité et la sécurité en service** 357

Constantin PISTOL, Dumitru CATRINA, Doina GHINDEANU: **Evolution et perspective dans la fabrication du matériel électrique à haute tension dans l'usine ELECTROPUTERE de Craiova** 363

Lucian DINESCU, Vasile DUŢĂ, Nicoleta COSTACHE, Nicolae BUCUR, Ghiorghe IONIŢĂ, Alexandru MILEA: **Technologies nouvelles visant la diminution des consommations de materiel pour les robinets énérgetiques** 367

Sigrid JIANU: **Tendances et perspectives dans la recherche des machines hydrauliques** 373

Hermina ALBERT: **L'informations des activités dans le secteur de l'énergie** 376

Fănică VATRĂ, Hermina ALBERT, Ana POIDA: **La modernisation et l'extension du système EMS-SCADA utilisé par l'opérateur de système pour avoir une conduite opérative du réseau électrique national dans les conditions du marché de l'énergie déreglementé en Roumanie** 377

Eugen VIJOLI, Ruxanda MIHAI, Cristian GHITA: **Le système de télégestion du contour énergetique de la Station de Distribution de Bucarest** 383

Dan APETREI: **Les réseaux neuronaux artificiels pour la prédiction de la consommation d'éléctricite dans la Station de Distribution de Vaslui** 388

Victor VĂRZARU: **Une solution efficace pour la correction automatique de la combustion dans les chaudieres a fuel** 394

Liana TURCU, Andrei ZABUNOV, Mihai ALECU: **Considerations sur les causes des fissures des tambours des chaudières à vapeur** 397

Tudor PRISECARU: **Analyse de la stabilité de la circulation naturelle dans le système évaporateur de la chaudiere TGM84B en présence d'une modification de la configuration de combustion des brûleurs** 403

Sever CERCHEZ: **Les problèmes actuels et de perspective de l'hydro-énérgetique en Roumanie. Considérations sur quelques objectifs prioritaires de la stratégie dans le domaine** 409

Corina DRUMEANU, Victor IONESCU: **Algoritmé pour valider l'offre hydroénergétique du point de vue de l'assurance des débits de servitude et des débits prélevés a usage non-énergétique** 418

**INFORMATII**

Valentin POP: **L'implication du fil de garde des lignes aériennes à haute tension dans le fonctionnement des protections** 421

Victor MOLDOVEANU: **La modification du schéma de bloquage des sectionneurs 110 kV dans les postes de transformation à simple système de jeux de barres sectionnés** 422

Dorin CRISTESCU: **La Réunion régionale CIGRE "BLACK SEA EL-NET 2001" Suceava** 423

**RECENZIE** 387

**DE PERSONIS** 427

**RELANSIN**

Nicolae CONSTANTINESCU, Gică ILIE: **Solutions modernes dans la construction et la réhabilitation des préchauffeurs d'air régéneratifs des chaudières à vapeur dans les centrales thermiques**

Adrian TURBATU, Victoriţa RĂDULESCU, Traian ABRUDAN: **Comment rendre efficace la conduite opérative des centrales hydrauliques par la surveillance on-line des paramètres en service. Application à la Station Hydroénergétique Curtea de Argeş**


## СОДЕРЖАНИЕ

Специальный выпуск " *Стратегии румынских поставчиков энергетического оборудования и обслуживаний на рынке энергии*"


Стелиан ОПРЕСКУ, Дан ГЕОРГИУ: Стратегии румынских поставчиков энергетического оборудования и обслуживаний на рынке энергии 341

Екатерина ЗИССУЛЕСКУ, Диана МАРТИН, Сорин ЗИССУЛЕСКУ: Новые технологии для охраны окружающей среды использующие "холодную плазму" для уменьшения окисей серы и азота в термоэнергетике 342

Паулина ДИАКОНЕСКУ: Трансформатор распределительной сети с магнитной цепью из аморфного метал лического листа 347

Георге ИГНАТ, Родика МАКАРИЕ, Джеорджикэ НИКУЛА, Мирчеа КИРИАЧЕСКУ, Михай ХЕРЛЕА, Джеорджета ХРИСТЕСКУ, Ион ИЛИЕ, Раду ТЕОДОРЕСКУ, Аурел МЕДИНЦУ, Виорел ОСИАК: Перспективы удовлетворения нынешным энергетическим требованиям с целью уменьшеная выбросов в атмосфере высокими качествами румынскими электрофильтрами 352

Себастиан РАЦИУ, Виктор АНДРЕЯН, Адриян БЕДНАРОВСКИ, Константин МАРИНЕСКУ, Штефан ДЖЕДО: Решения последного поколения для увеличения надёжности в работе главных компонентов F1C 330 MW паравой турбины 357

Константин ПИСТОЛ, Думитру КАТРИНА, Доина ГИНДЕАНУ: Развитие и перспективы изготовления электроапаратуры высокого напряжения в S.C. Электропутере S.A. 363

Лучиан ДИНЕСКУ, Василе ДУЦЭ, Николета КОСТАКЕ, Николае БУКУР, Гиорге ИОНИЦЭ, Александру МИЛЕА: Новые технологии изготовления энергетических вентильей 367

Сигрид ЖИАНУ: Направления и перспективы исследовании в области гидравлических машин 373

Нермина АЛБЕРТ: Использование информационных систем в энергетике 376

Фэникэ ВАТРЭ, Нермина АЛБЕРТ, Ана ПОИДА: Модернизация и расширение системы EMS-SCADA Оператора Системы для осуществления оппоративного управления Национальной Электрической Системой в условиях Румынского дерегулировнного рынка электрической энергии 377

Эуджен ВИЖОЛИ, Михай РУКСАНДА, Кристиан ГИЦЭ: Система телеуправления энергетическим контуром S.D. Бухарест 383

Дан АПЕТРЕЙ: Неурональные сети прогнозирования потребления электроэнергии в S.D. Васлуй 388

Виктор ВЭРЗАРУ: Эффективное решение лия автоматического регулирования горения мазутных котлов 394

Лиана ТУРКУ, Андрей ЗАБУНОВ, Михай АЛЕКУ: Соображения по прищипе растрёскивания барабанов паровых котлов 397

Тудор ПРИСЕКАРУ: Анализ устоичивости эстественной циркуляции в выпарительной системе TGM84B котла в условиях изменения конфигурации горелок 403

Север ЧЕРКЕЗ: Актуальные и будущие проблемы румынской гидроэнергетики - некоторые главные цели стратегии в этой области 409

Корина ДРУМЕАНУ, Виктор ИОНЕСКУ: Алгоритм для утверждения гидрозаявки с точки зрения обеспечения возвратных и перехватывающих расходов использующих других нон-энергетических целях 418

ИНФОРМАЦИОННАЯ СТАТЬЯ

Валентин ПОП: Следствие работы защит грозозащитного кондуктора воздушных электрических линий высокого напряжения 421

Виктор МОЛДОВЕАНУ: Изменение схемы блокировки разделителей в 110 кВ трансформаторных станциях простой системой разделенных шин 422

Дорин КРИСТЕСКУ: Региональное собрание CIGRE "BLACK SEA EL-NET 2001" 423

РЕЦЕНЗИЯ 387

DE PERSONIS 427

RELANSIN

Николае КОНСТАНТИНЕСКУ, Джикэ ИЛИЕ, Георге ВАЛЕРЮ, Кристофор ТРАЯН, Георге ЛЭЗЭРОЮ: Современные решения для конструкции и модернизации подогревателей регенеративного воздуха паровых котлов теплоэлектростанций

Адриан ТУРБАТУ, Викторица РЭДУЛЕСКУ, Траян АБРУДАН: Эффективное функционирование оперативного управления гидроэлектростанциями с помощью "on-line" мониторизации (автоматического наблюдения) рабочих параметров. Применение в S.H. Curtea de Arges



Redacţia şi administraţia : B-dul Energeticienilor, nr. 8, sector 3, 74568, Bucureşti, tel./fax : (40) (01) 346 06 91; (40) (01) 346 47 86 interior 213
e-mail: energetica@icemenerg.vsat.ro; domni@icemenerg.vsat.ro; web: www.icemenerg. vsat.ro/energetica
Procesare computerizată şi tipărire la S.C. ICEMENERG S.A. (Domnica Câmpeanu)
Coperta tipărită la Tipografia RAPIDOCOLOR, Bucureşti

# Masa rotundă "*Strategii ale furnizorilor români de echipamente şi servicii energetice pe piaţa energiei*"

- prezentare -

*Situaţia principaliior producători din sectorul energetic înainte de evenimentele din anul 1989 se caracterizează printr-o cerere continuă de putere, peste posibilităţile tehnice ale utilajelor de bază, ceea ce a condus la uzura prematură a acestora.*

*În plus, au existat şi alte cauze conjuncturale, cum ar fi:*

- *nerespectarea în totalitate a ciclurilor obligatorii de întreţinere şi reparaţii;*
- *neasigurarea calităţii combustibilului de proiect;*
- *scăderea drastică a frecvenţei sistemului;*
- *neadmiterea importurilor de completare, în special în zona aparaturii de automatizare şi electrice;*
- *condiţii sociale precare pentru personalul de exploatare etc.*

*Toate cele de mai sus au avut ca efect un număr mare de porniri - opriri, cu consecinţe directe asupra reducerii duratei de viaţă normată.*

*După anul 1990, RENEL s-a aflat în faţa unor opţiuni de intrare în normalitate – concomitent cu scăderea consumului industrial - fie prin angajarea unor investiţii noi, fie prin retehnologizarea echipamentelor şi instalaţiilor existente.*

*În baza unor studii întocmite de specialiştii români, în unele cazuri cu consultanţă străină, s-a ales varianta de retehnologizare.*

*Masa rotundă cu titlul de mai sus a fost organizată de revista Energetica şi s-a desfăşurat în ziua de 19 iunie a.c. la ISPE. Specialiştii din industria constructoare de echipamente termo şi hidroelectrice au avut posibilitatea să-şi prezinte rezultatele obţinute în domeniul reabilitării şi modernizării utilajelor, inclusiv participarea la procesul de retehnologizare iniţiat de RENEL, ulterior de S.C. Termoelectrica S.A. şi S.C. Hidroelectrica S.A., în următoarele ipostaze :*

*- de subfurnizori de echipamente şi servicii pentru firme străine (ALSTOM, ABB etc.) câştigătoare de programe de reabilitare (A2, A3 etc.) ;*

*- de contractori principali de echipamente şi servicii câştigate direct în urma unor licitaţii.*

*În cadrul mesei rotunde s-au prezentat lucrări care au acoperit tot spectrul de echipamente, mecanice, electrice şi de automatizare, ce intră în componenţa CTE şi CHE.*

*Ca o primă constatare generală, din lucrările prezentate şi în urma discuţiilor a reieşit că, după mai bine de 11 ani de la evenimentele din anul 1989, industria de echipamente termo şi hidroelectrice se menţine la cote ridicate din punct de vedere tehnic. De asemenea, s-a pus în valoare experienţa dobândită în această perioadă atât din domeniul cercetării-dezvoltării, cât şi al fabricaţiei de echipamente, prin: introducerea de tehnologii noi, dezvoltarea activităţii în sisteme de asigurare a calităţii compatibile cu SR EN ISO din familia 9000, precum şi computerizarea proceselor de proiectare şi de fabricaţie. Toate acestea au fost demonstrate cu rezultate de excepţie, obţinute la lucrările adjudecate în exclusivitate de agenţii economici români.*

*O altă constatare a prezentei mese rotunde a fost numărul mare de lucrări elaborate atât de specialişti din domeniul proiectării (ICPET, ISPE, ICMET, CEPROAR etc.), cât şi din sfera producătorilor de echipamente (General Turbo, Vulcan, UCMR, Electroputere etc.), având ca referenţi cadre didactice universitare, care alături de participanţi au creat cadrul propice pentru întrebări, comentarii sau recomandări.*

*Moderatorilor le-a revenit sarcina dificilă de a selecta cele mai bune lucrări pentru a fi publicate în numărul de faţă al revistei Energetica.*

*Prin selecţia realizată, moderatorii şi-au propus să redea cât mai multe din subiectele abordate, prin aceasta oferind cititorilor care nu au participat la această masă rotundă, o imagine cât mai fidelă a dezbaterilor şi a nivelului ştiinţific abordat, inclusiv asupra situaţiei actuale din industria de echipamente energetice.*

**Moderatori,**

**ing. Stelian OPRESCU,**
**dr. ing. Dan GHEORGHIU**

BUDAPESTI MŰSZAKI ÉS GAZDASÁGTUDOMÁNYI EGYETEM Műszaki Információs Központ és Könyvtár Országos 2001

# Tehnologii moderne de protecţie a mediului care utilizează "plasmă rece" pentru reducerea oxizilor de sulf şi azot în termoenergetică

ing. Ecaterina ZISSULESCU*
dr. ing. Diana MARTIN**
dr. ing. Rodica MACARIE*
sing. Sorin ZISSULESCU *

*În lucrare se prezintă mecanismul şi avantajele aplicării "plasmei reci" în tehnologiile de denoxare a gazelor de ardere comparativ cu tehnologiile bazate pe iradierea gazelor cu fascicule de electroni accelerati.*

*Totodată, se prezintă schematic instalaţia elaborată de S.C. ICPET-S.A. în colaborare cu INFLPR, care se va realiza la sediul S.C. ICPET S.A. şi pe care se va stabili tehnologia de denoxare aplicând "plasma rece" indusă prin descărcare corona de tensiune continuă, descărcare corona cu impulsuri scurte şi microunde.*

Descriptori: denoxare, descărcare corona, impulsuri, microunde

## Aspecte generale privind poluarea cu oxizi acizi şi metode de reducere

Poluarea a devenit o problemă social-economică contemporană, care în unele părţi ale lumii, şi în special în ţările cu grad de industrializare avansat, a impus adoptarea unor măsuri drastice pentru limitarea emisiilor poluante în atmosferă. În vederea protejării mediului înconjurător este necesar să se urgenteze folosirea noutăţilor tehnico-ştiinţifice, precum şi adoptarea unor măsuri ferme juridice, economice şi constructive.

Pe plan mondial este recunoscut faptul că sectorul energetic, prin complexitatea instalaţiilor şi proceselor tehnologice, caracteristicile materiilor prime şi ale deşeurilor rezultate, este unul dintre principalele sectoare industriale generatoare de poluanţi.

O centrală electrică cu puterea de 500 MW emite aproximativ 3-5 tone poluanţi pe oră, ceea ce determină un efect negativ cumulat asupra mediului.

Pentru a preveni o ruptură între normele sanitare şi activitatea industrială este necesară mărirea gradului de protecţie naturală la centralele termoelectrice încă din etapa de proiectare, construire şi exploatare. Aceasta înseamnă trecerea în termoenergetică la o etapă calitativ nouă, de reducere a emisiilor poluante şi valorificarea deşeurilor din producţie. Prioritare în termoenergetică sunt atât măsurile de reducere a emisiilor de cenuşă zburătoare, a oxizilor de sulf şi de azot responsabili pentru ploile acide şi a emisiilor de dioxid de carbon ce cauzează efectul de seră ce conduce la încălzirea anormală a atmosferei terestre, cât şi asigurarea condiţiilor pentru refolosirea sau depozitarea în siguranţă a cenuşii şi zgurii, crearea unor centrale termoelectrice cât mai "curate". Realizarea acestor măsuri reprezintă 25-35 % din investiţiile totale, crescând corespunzător şi cheltuielile de exploatare.

În vederea reţinerii poluanţilor acizi din gazele de ardere au fost dezvoltate mai multe tehnologii, fiecare poluant reţinându-se în instalaţii separate ce funcţionează pe principii diferite.

Astfel, reţinerea oxizilor de sulf prin metode chimice se bazează pe absorbţia acestora în soluţii bazice. Aceste metode duc la obţinerea unor mari cantităţi de produse secundare impure, care în general nu se pot comercializa, cât şi la recircularea unor mari cantităţi de apă. La arderea cărbunilor cu un conţinut de oxid de calciu cuprins între 40 şi 60 %, ca urmare a procesului natural de desulfurare în focar se reţin peste 50 % din oxizii de sulf.

Reducerea oxizilor de azot se realizează în instalaţii separate, se bazează pe principii diferite, în principal pe reducerea catalitică selectivă sau, mai recent, pe perfecţionarea procesului de ardere a combustibilului (folosirea arzătoarelor în trei trepte), direcţie ce nu necesită investiţii mari.

Problema reducerii emisiilor de oxizi de azot este mai acută în cazul zonelor urbane, datorită existenţei şi altor factori, printre care:

- poluarea atmosferei cu cantităţi mari de impurităţi;
- sinergismul acţiunii oxizilor de sulf şi de azot;
- cantitatea mare de oxizi de azot care pătrunde în spaţiul aerian al oraşelor împreună cu gazele de eşapament provenite de la transportul rutier.

În ultimii ani, pe plan mondial s-au cercetat noi tehnologii de denoxare a gazelor de ardere, de reţinere simultană a oxizilor de sulf şi de azot, tehnologii ce au la bază metoda radiolizei. Mecanismul de eliminare a oxizilor de azot şi de sulf depinde de foarte mulţi factori fizico-chimici, printre care [1÷3]:

- prezenţa unei populaţii de electroni liberi cu energie în gama 5 eV ÷ 20 eV;
- prezenţa apei în gaze, între 8 ÷ 30 %;
- prezenţa amoniacului;
- temperatura fluxului de gaze.

Cercetările de laborator efectuate pe plan mondial şi verificate pe instalaţii pilot şi industriale au arătat că oxizii de sulf şi de azot din gazele de ardere pot fi reţinuţi, cu eficientă ridicată, în urma interacţiunii gazului cu o populaţie de electroni cu energia cuprinsă între 5eV÷20eV, ceea ce cauzează ionizarea şi excitarea moleculelor. Dacă se

* Institutul de Cercetare şi Proiectare pentru Echipamente Termoenergetice - S.C. ICPET-S.A.
** Institutul Naţional pentru Cercetare-Dezvoltare pentru Fizica Laserilor, Plasmei şi Radiaţii - INFLPR

transferă o cantitate suficientă de energie, moleculele excitate ale principalelor componente ale fluxului de gaze $H_2$, $CO_2$, $H_2O$ şi $O_2$ se descompun, formând radicali liberi extrem de activi de OH, $O_2H$, N, H, O. În prezenţa apei, prin reacţii chimice specifice, oxizii de sulf şi de azot se transformă în acizii respectivi. Prin adăugarea amoniacului, acizii se transformă în săruri de amoniu, ce pot fi utilizate în agricultură ca fertilizator.

Populaţia de electroni cu energia cuprinsă între 5 eV şi 20 eV poate fi obţinută şi menţinută în fluxul de gaze în două moduri distincte:

- prin iradierea gazelor de ardere din exterior cu electroni energetici (300 eV ÷ 1000 eV) de la un accelerator de electroni;
- prin generarea şi menţinerea populaţiei de electroni direct în interiorul gazelor de ardere.

Cele două moduri distincte de "energizare" a gazelor de ardere au condus la orientarea activităţilor de cercetare fundamentală şi în staţii pilot pentru două tipuri de tehnologii:

- tehnologii bazate pe iradierea gazelor de ardere cu fascicule de electroni de la acceleratoarele de particule;
- tehnologii bazate pe inducerea în gazele de ardere a plasmei "reci" prin descărcarea corona cu tensiune înaltă continuă, pulsată sau alternativă în incinte de reacţie cu electrozi şi prin descărcări de înaltă frecvenţă (microunde) în incinte de reacţie fără electrozi.

## Analiza comparativă a tehnologiilor bazate pe iradierea cu fascicule de electroni acceleraţi şi a tehnologiilor bazate pe inducerea "plasmei reci"

În tehnologia de reţinere simultană a oxizilor de sulf şi de azot prin utilizarea electronilor acceleraţi randamentul de reţinere al oxizilor de sulf este de aproape 100 %, iar cel de reţinere a oxizilor de azot peste 90 %. Producerea de radicali liberi activi este influenţată de debitul dozei (de intensitatea sursei de electroni) şi de distribuţia cantităţii dozate în reactor. Doza de iradiere are valori cuprinse între 0 ÷ 7 Mrad.

Experimentările au demonstrat că mecanismul de reducere a $SO_2$ şi $NO_x$ se bazează în primul rând pe prezenţa apei, fără de care această reţinere nu ar avea loc şi în al doilea rând pe prezenţa amoniacului.

Concentraţia de apă necesară trebuie să fie în limitele 8÷30 %. Cantitatea de amoniac adăugată depinde de concentraţia iniţială a oxizilor de sulf şi de azot şi va trebui să fie stoichiometrică.

Amoniacul se poate adăuga în timpul iradierii gazului sau după, cu mai puţină eficienţă, dar cu avantajul inhibării reacţiilor de producere a $N_2O$, care contribuie la rarefierea stratului de ozon al pământului. Domeniul optim de temperatură este în intervalul 60 $^0$C ÷ 90 $^0$C.

Alţi factori care influenţează randamentele de reţinere a oxizilor de sulf şi de azot din gazele de ardere sunt aditivii existenţi în gaze din motive tehnologice sau aditivii introduşi special, precum şi concentraţiile iniţiale ale oxizilor de sulf şi de azot. Efectul concentraţiei iniţiale de oxizi depinde de temperatură. Pentru temperaturi cuprinse între 70 $^0$C şi 90 $^0$C randamentul de reducere a $NO_x$ creşte o dată cu creşterea concentraţiei iniţiale a $SO_2$, iar în cazul dioxidului de sulf rămâne constant cu variaţia concentraţiei lui iniţiale, dacă temperatura gazului este 70 $^0$C, şi scade, dacă temperatura creşte spre 90 $^0$C.

Consumul energetic în cazul tehnologiei prin iradierea gazelor cu electroni acceleraţi este important, în special la scară industrială, reprezentând 2÷4 % din energia totală produsă în centrala termoelectrică.

Pentru reducerea consumului de energie electrică simultan cu păstrarea avantajelor majore produse de utilizarea electronilor acceleraţi s-a studiat posibilitatea folosirii energiei unui alt sistem fizic - "plasma" - mai puţin eficient folosit singur, dar capabil să realizeze două efecte importante [4÷9]:

- amplificarea numărului de radicali liberi;
- creşterea vitezei de consumare a radicalilor liberi în reacţiile chimice de reducere a oxizilor de sulf şi de azot.

Plasma, calificată ca fiind a patra stare de existenţă a materiei, este un gaz ionizat, electric neutru, în care densitatea de particule încărcate permite o puternică interacţiune cu câmpurile electromagnetice. Apariţia plasmei are la bază "existenţa electronilor liberi", a căror avalanşă trebuie susţinută de o absorbţie de energie printr-un anumit mecanism fizic, astfel încât un "gaz ionizat" să se transforme într-o plasmă. Din punctul de vedere al mecanismelor fizice prin care un "gaz ionizat" se transformă în "plasmă", plasmele se pot împărţi în două categorii:

- plasme induse prin descărcări electrice într-un sistem cu electrozi cărora li se aplică tensiuni înalte continue, pulsate sau alternative [4 ÷ 6];
- plasme induse cu microunde în sistem fără electrozi, prin "iradierea" gazelor cu câmpuri de înaltă frecvenţă din domeniul microundelor [7 ÷ 9].

În cazul iradierii gazelor prin descărcări corona sau cu microunde se obţine "plasma rece", care este total diferită de "plasma fierbinte" la temperaturi înalte. În plasma rece energia moleculelor rămâne la un nivel scăzut, în timp ce energia electronilor poate căpăta valori mari. Astfel energia totală a "plasmei reci" rămâne la un nivel scăzut, oferindu-se posibilitatea de obţinere a condiţiilor de desfăşurare a reacţiilor chimice la o temperatură medie şi la presiune atmosferică.

Esenţial în cazul tehnologiei care aplică descărcarea corona este realizarea unor descărcări corona omogene în incinta de reacţie. Descărcarea corona este denumită

"pozitivă" sau "negativă" după polaritatea tensiunii aplicate pe electrodul activ. A fost demonstrat că descărcarea corona pozitivă, obţinută prin aplicarea de impulsuri scurte de înaltă tensiune, conduce la cea mai mare productivitate de ioni, electroni liberi şi specii active. Utilizarea impulsurilor cu pantă rapidă (de ordinul nanosecundelor) permite aplicarea tensiunilor mari de vârf, care sunt eficiente în producerea fasciculelor uniforme şi intense.

Un aspect fundamental al tehnologiei este acela că tensiunea aplicată electrodului activ trebuie să fie oprită după 1 μs, deci lăţimea impulsului trebuie să fie maximum 1 μs, altfel va fi generată o descărcare fierbinte între fir şi placă, datorită "termalizării" descărcărilor, ce va conduce la producerea de oxizi de azot în gaz. Pentru a utiliza o lungime de sârmă emitentă (electrod activ) rezonabilă, este necesar să se transfere în gaz cel puţin 1 Joule/impuls pe metru de sârmă emitentă.

Tehnologia bazată pe inducerea de "plasmă rece" prin descărcări corona, obţinute în special prin aplicarea de tensiuni înalte în impulsuri foarte scurte, conduce la grade de reţinere a oxizilor de sulf şi de azot mai mici decât în cazul iradierii cu electroni acceleraţi, dar care au un cost scăzut şi nu necesită măsuri suplimentare de protecţie.

Microundele, denumirea sub care sunt cunoscute radiaţiile electromagnetice, similare cu undele radio sau infraroşu, sunt o sursă extrem de eficientă în iniţierea "plasmei reci". Plasmele induse de microunde produc concentraţii de electroni secundari foarte mari şi ceea ce este extrem de important, odată iniţiată o plasmă în microunde, aceasta se menţine la presiuni de gaz mult mai mari decât presiunea la care au fost amorsate. Aceste presiuni pot ajunge la de două ori presiunea atmosferică.

Microundele acţionează pe întreaga secţiune transversală a fluxului de gaze şi sunt introduse la o intensitate a câmpului electric mai mare de 300 V/cm, durata impulsului de la $10^{-7}$ s până la $10^{-8}$ s şi la o frecvenţă de 200÷1000 MHz. Costul unui kilowatt de microunde este de 10÷15 ori mai mic decât costul unui kilowatt de electroni acceleraţi.

## Schema instalaţiei cu impulsuri scurte şi microunde (fig. 1)

În scopul stabilirii unei tehnologii viabile şi competitive pe plan mondial, S.C. ICPET-S.A. şi INFLPR au elaborat o instalaţie demonstrativă de stabilire a tehnologiei de reţinere simultană a oxizilor de sulf şi de azot din gazele de ardere, aplicând plasma indusă prin descărcări corona, obţinute prin aplicarea de tensiuni înalte în impulsuri de ordinul nanosecundelor, şi plasma indusă prin microunde.

Cele două sisteme de natură diferită trebuie să acţioneze împreună, astfel încât, păstrând avantajele eficienţei efectelor descărcării corona în impuls în amestecul de gaze, să ofere următoarele facilităţi:

◊ scăderea nivelului de energie necesar în descărcarea corona;

◊ creşterea dimensiunilor volumului de interacţiune a electronilor liberi cu amestecul de gaze datorită proprietăţii speciale a microundelor de a se putea genera în regiuni spaţiale cu secţiuni mult mai mari decât permit secţiunile cele mai mari ale fasciculelor de electroni baleiaţi;

◊ prin utilizarea adiţională a unui flux de microunde se "induce" şi se menţine o plasmă cu o densitate crescută de electroni liberi şi deci de specii active implicate în procesul de reducere a oxizilor de azot şi de sulf;

◊ creşterea vitezei de consumare a speciilor active în reacţiile chimice prin modificarea cineticii reacţiilor, proprietate specifică a microundelor, astăzi intens utilizate într-o gamă largă de reacţii chimice de reducere şi sinteză.

În figura 1 se prezintă schema instalaţiei concepute pentru reţinerea simultană a oxizilor de sulf şi de azot, aplicând sistemul combinat impulsuri scurte şi microunde.

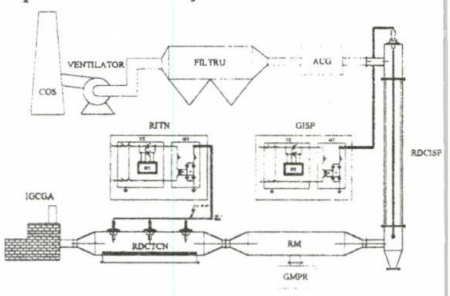



Fig. 1. Schema instalaţiei cu microunde şi impulsuri scurte.

În figura 2 este prezentat generatorul de impulsuri scurte pozitive.

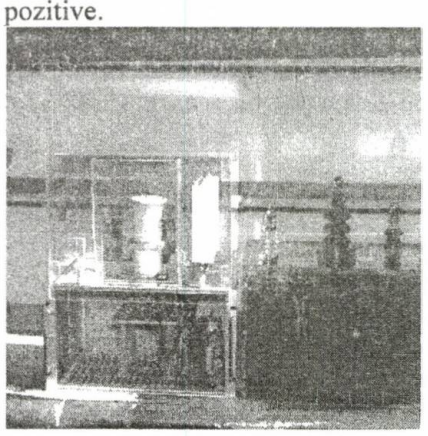


Fig. 2. Generatorul de impulsuri scurte.

Instalaţia demonstrativă este structurată în opt blocuri cu funcţiuni distincte:

- instalaţie de generare şi condiţionarea gazelor de ardere (IGCGA);
- reactor cu descărcare corona cu tensiune continuă negativă (RDCTCN);
- redresor de înaltă tensiune negativă (RITN): -(()→80kV);
- reactor cu microunde (RM): (2.45GHz; 0→850W);
- generator de microunde de putere reglabilă(GMPR): (2.45GHz; 0-850W);

- reactor cu descărcare corona cu impulsuri scurte pozitive (RDCISP);

- generator de impulsuri scurte pozitive (GISP): +(0 → 100kV);

- analizor compoziţie gaze (ACG).

Instalaţia de generare şi condiţionare gaze de ardere (IGCGA) are rolul de a produce la ieşire un flux de gaze similar unor gaze de ardere reale, a căror compoziţie, temperatură şi cinetică să poată fi riguros controlate. Instalaţia trebuie să permită ca fluxul de gaze să poată fi condiţionat, adică să i se asigure proprietăţile fizico-chimice impuse de principiile fundamentale ale metodei de denoxare prin inducerea de plasme nontermice, prin descărcări corona şi cu microunde. Această condiţie fundamentală implică următoarele cerinţe obligatorii pentru IGCGA, cerinţe fără de care nu se poate induce şi menţine starea de plasmă şi ca urmare nu se produce nici eliminarea oxizilor toxici de azot şi de sulf:

- menţinerea domeniului de temperatură a gazelor în reactor în domeniul 65-80°C;
- concentraţia de apă în gama 10% - 35%;
- concentraţia de argon în gama 8%-10%;
- introducerea unor aditivi şi catalizatori pentru creşterea eficienţei de reducere a oxizilor de azot, oxizi pentru care nu există încă metode eficiente de eliminare.

Reactorul cu descărcare corona cu tensiune negativă (RDCTCN) are rolul de:

- preionizare a gazului şi deci facilitarea inducerii plasmelor în următoarele reactoare (reactorul cu microunde şi reactorul cu descărcare corona în impulsuri scurte);
- prima treaptă de reducere a concentraţiei de oxizi de azot şi de sulf.

RDCTCN constă dintr-un cilindru de oţel inoxidabil, cu diametrul interior de 33 cm, în care se află un sistem tip injector pentru realizarea descărcării corona negative.

Prin acest electrod se injectează un amestec de argon şi amoniac, de puritate 99,99 %, cu rol de a "stabiliza" descărcarea corona negativă, a creşte productivitatea de ionizare şi de a produce în zona de descărcare radicali $NH_x$.

Redresorul de înaltă tensiune negativă (RITN), trebuie să asigure o tensiune înaltă reglabilă de polaritate negativă în gama 0-80 kV, la un curent de până la 10 mA. Rolul acestui redresor îl va îndeplini un agregat IT, produs de Electrotehnica, din dotarea ICPET-SA.

Reactorul cu microunde (RM) este în esenţă un **"aplicator"** de microunde, deci o cavitate electromagnetică, a cărei structură geometrică trebuie să satisfacă simultan două cerinţe:

- stabilirea de moduri electromagnetice şi deci absorbţia de energie electromagnetică (de microunde);
- iniţierea şi menţinerea plasmei în amestecul de gaze şi deci să permită producerea reacţiilor chimice specifice de eliminare a oxizilor toxici de azot şi de sulf.

Rolul RM îl va îndeplini o cavitate **"cilindrică alungită"**, în axul căreia se introduce un tub de sticlă prin care va trece amestecul de gaze, conţinând, pe lângă oxizii de azot şi de sulf, două componente esenţiale pentru ca această incintă să permită absorbţia de energie electromagnetică, iniţierea şi menţinerea plasmei, în care se produc reacţiile chimice specifice de reducere a poluanţilor gazoşi;

- **o cantitate suficientă de apă** care va avea rolul de "sarcină suplimentară de microunde", sarcină absolut necesară introducerii fără "reflexie" a fluxului de microunde, dar care se constituie şi principalul producător de radicali liberi absolut necesari în reducerea oxizilor de azot şi de sulf;
- o cantitate suficientă de argon, gaz care fiind atomic permite o ionizare mai uşoară decât gazele moleculare şi deci iniţierea şi menţinerea plasmei.

Generatorul de microunde (GMPR) constă dintr-un magnetron de 2,45 GHz şi o sursă de alimentare. Sursa de alimentare a magnetronului asigură reglarea puterii de microunde în gama 0-850 W.

Reactorul RDCISP cu geometrie "fir-cilindru" este conceput să producă intensităţi ridicate pentru câmpul electric şi să asigure condiţiile necesare desfăşurării reacţiilor chimice specifice reţinerii oxizilor de sulf şi de azot.

Corpul reactorului cilindric cu diametrul interior de 20 cm, din oţel inoxidabil, este legat la potenţialul pământului, formând electrodul de depunere. Electrodul corona de înaltă tensiune (fir), cu diametrul de 0,1 cm şi lungimea 250 cm, este izolat la părţile inferioară şi superioară cu teflon pentru a mări lungimea de conturnare. Reactorul permite introducerea suplimentară a unor agenţi chimici ce contribuie la creşterea gradului de reţinere a oxizilor de azot.

El reprezintă "sarcina electrică" pentru generatorul de impulsuri pozitive, deci funcţionarea în condiţii de eficienţă maximă a generatorului GISP, implică adaptarea între impedanţa reactorului şi cea a generatorului. Aceasta se poate realiza prin respectarea simultană a două condiţii:

- capacitatea echivalentă şi rezistenţa echivalentă a reactorului trebuie să fie cât mai mici (se realizează numai atunci când rezistenţa echivalentă a reactorului consumă o cantitate mai mare de energie decât se acumulează în capacitatea lui;
- concentraţia de apă din amestecul de gaze să fie cât mai mare, în acest caz capacitatea echivalentă a reactorului este mai mică, iar energia care se consumă în sarcină este mai mare şi nu se acumulează în capacitatea reactorului.

Rolul RDCIPS este de a realiza a treia treaptă de reducere a oxizilor toxici de sulf şi de azot.

Generarea de impulsuri scurte (GISP) de tensiune înaltă este importantă în obţinerea unei eficienţe energetice ridicate în eliminarea oxizilor de azot şi de sulf. Pentru aceasta se recomandă următoarele:

- gama de valori pentru energia specifică necesară pentru reducerea oxizilor de sulf şi de azot trebuie să fie 8-20 Wh/m$^3$*;
- tensiunea în impuls să fie până la 100 kV;
- curentul în impuls să fie până la 100 A;
- durata impulsului să fie până la 1 μs la semiînălţime şi 1,5 μs la bază;
- frontul impulsului să fie maximum 500 ns.

Pentru a analiza compoziţia chimică a gazului sintetic înainte şi după tratare se folosesc analizoare de gaze ce permit măsurarea continuă şi vizualizarea simultană a concentraţiei gazelor componente (ACG).

Analizoarele sunt astfel concepute, încât să asigure un sistem rapid de măsurare şi memorare a datelor.

Instalaţia dezvoltată de ICPET şi INFLPR este una din cele mai complexe, cu multe elemente de noutate şi de înaltă eficienţă (reducerea oxizilor de sulf este de până la 95% şi a oxizilor de azot de până la 80%), pe care se va stabili tehnologia de reducere a noxelor gazoase utilizând "plasma rece".

**BIBLIOGRAFIE**


[1] Kawamura, K., Hirasawa A. , Aoki S. , Kimura H. , Fujii T. , Mizutani S., Higo, T. , Ishikawa, R. , Adachi, K. *Pilot Plant Experiment of $NO_X$ and $SO_2$ Removal from Exhaust Gases by Electron Beam Irradiation,* În: Radiation Physics and Chemistry, Vol 13, p. 5, (1979).

[2] Tokunaga, O., Nishimura, K., Suzuki, N., Washino, M. *Radiation Treatment of Exhaust Gases - VI. Effects of $CO_2$ and $H_2$ on the Removal of NO and $NO_2$ in the Moist Mixture of $O_2$ and $N_2$,* În: International Journal of Applied Radiation and Isotopes, Vol 30, p.19, (1979).

[3] Kawamura, K., Aoki, S., Kimura, H., Adachi, K. *On the Removal of $NO_X$ and $SO_2$ in Exhaust Gas from the Sintering Machine by Electron Beam Irradiation,* În: Radiation Physics and Chemistry, Vol. 16, p.133, (1980).

[4] Highashi, M. et al. *Plasma Processing Gas Exhaust Gas from a Diesel Engine Vechicle,* ISPC-8 Tokyo, 1987, Paper number P-1-5.

[5] Kan-ichi Fujii et al. *Plasma Creation For Efficient $NO_x$ Reduction in Exhaust Gas From A Diesel Engine,* ISC-8, Tokyo, 1987, Paper number P-067

[6] Manabu Hihashi et al. *$NO_x$ reduction by plasma treatment in a diesel engine exhaust gas,* ISC-8 Tokyo DVII-04.

[7] Rea, M., Czech, T., Dors, M., Mizeraczyk I., Cortiana, A. *NO Removal by Pulsed Corona Discharge in ESP with Irrigated Plate* , Proceedings of the 6-th International Conference on Electrostatic Precipitation, p. 517, Budapest, Hungary, 18-21 June, (1996).

[8] Leprince, P., Marec, J. *Microwave Excitation Technology*" in *Plasma Technology,* Edited by M. Capitelli and G. Borke , Plenum Press , New York, (1992).

[9] Zimek, Z., Chemielewsy, A. Artiuch, I. , Lysow, G., Frank, N. *A Process for Removal of $SO_2$ and $NO_X$ from Combustion Flue Gases and Apparatus Used Therefor* Patent: PCT /JP 92/00651(International Patent Classification: B01D53/34, B01J19/12, B01J19/08), 21 May 1991, International Publication Number: WO 92/20433, 26 November 1992.


* m$^3$ în condiţii normale de presiune şi temperatură

**Referent: conf. dr. ing. George Darie – Facultatea de Energetică - UPB**

**(Primit la 5 iunie 2001, acceptat la 25 iunie 2001)**

## Erată

Precizăm că autorul articolului *„În legătură cu vocabularul internaţional de termeni ai mărimilor şi unităţilor de măsură, folosiţi în domeniul energiei electrice şi căldurii"*, apărut la rubrica Terminologie, în numărul din luna iulie al revistei Energetica, p. 329, este dl. dr. ing. Eugeniu Pavel.

Cerem scuze pentru omisiune şi rugăm cititorii să ţină cont de această precizare.

Redacţia

# Transformatoare de distribuţie cu circuit magnetic din tablă amorfă

ing. Paulina DIACONESCU *

*Lucrarea prezintă preocupările S.C. Electroputere S.A. Craiova privind asimilarea în fabricaţie la Divizia Transformatoare a unei serii de transformatoare de distribuţie cu circuit magnetic din tablă amorfă cu pierderi la mersul în gol reduse, la puteri 250-630 kVA, 20/0,4 kV. Producerea unor transformatoare moderne, pentru înlocuirea celor existente, cu pierderi mari, prezintă avantaje economice în sistemul energetic naţional.*

*Soluţiile tehnice care se vor adopta la proiectarea şi realizarea produselor sunt o premieră în ţara noastră şi permit menţinerea noastră în rândul constructorilor de transformatoare de distribuţie de înaltă tehnicitate.*

Descriptori: transformatoare, tablă amorfă, materiale magnetice

## Generalităţi

Statisticile făcute în diverse ţări ale lumii arată ca între 6-12 % din energia produsă în centralele electrice se pierde în sistemele reţelelor de transmisie şi distribuţie, înainte de a ajunge la utilizator. Pentru reducerea acestor pierderi s-au folosit mai multe tehnologii, şi anume:

- utilizarea conductoarelor cu rezistenţe mai mici;
- utilizarea tensiunilor de transport şi distribuţie mai mari;
- optimizarea şi compensarea energiei reactive;
- înlocuirea transformatoarelor vechi cu pierderi mari cu transformatoare cu pierderi mai mici.

Transformatoarele de distribuţie sunt produse cu o durată de viaţă utilă care depăşeşte 30 de ani şi au randamente de peste 95 %. Cu toate acestea, energia pierdută anual este foarte importantă şi combinaţia între durabilitatea îndelungată şi pierderile ridicate complică actul decizional privind înlocuirea lor, provocând un cost ridicat al întreţinerii (exploatării) pentru un timp îndelungat.

Transformatoarele cu circuite magnetice din tablă amorfă oferă, în raport cu cele cu tablă silicioasă (transformatoare convenţionale), posibilitatea optimizării costurilor de întreţinere, datorită pierderilor lor de mers în gol, mult mai reduse.

Pe plan mondial, s-a desfăşurat o intensă activitate de cercetare a materialelor magnetice amorfe (sticle amorfe) şi a posibilităţilor de folosire a acestora în industria electrotehnică. Studiul tablei amorfe a început SUA, în anul 1978, de firma ALLIED SIGNAL INC. - Amorphous Metals NEW JERSEY.

Proprietăţile magnetice, fizice, chimice, mecanice deosebite ale materialelor magnetice amorfe fac ca acestea să fie folosite în cât mai multe domenii de activitate:

- industria electrotehnică, electronică, la realizarea diferitelor tipuri de transformatoare, de distribuţie, de impuls, amplificatoare magnetice, memorii şi alte elemente utilizate în tehnica de calcul, în aviaţie etc. Progresele înregistrate în realizarea şi utilizarea acestor materiale constituie baza creşterii considerabile atât a domeniilor de aplicaţie a acestora, cât şi a diversităţii lor.

Folosirea tablei amorfe în construcţia de transformatoare de distribuţie de către constructorii de transformatoare s-a extins în toată lumea; dacă iniţial aceasta se folosea numai în SUA, în prezent tabla amorfă se foloseşte pe scară largă în Europa (Spania, Belgia, Turcia, Slovacia, Cehia, Anglia) şi Asia (India, China, Japonia, Indonezia), în construcţia de transformatoare; în unele ţări există chiar fabrici care execută această tablă. Se estimează că în SUA numărul transformatoarelor trifazate (puteri până la 2500 kVA) şi monofazate (puteri până la 100 kVA) existente, executate cu circuite magnetice din tablă amorfă este de sute de mii de bucăţi; dar şi în celelalte ţări există un număr semnificativ de produse, mai ales în Asia.

Materialele amorfe, datorită în primul rând calităţilor magnetice (câmp magnetic coercitiv, pierderi specifice de 3-4 ori mai mici decât tabla silicioasă, permeabilitate magnetică ridicată) folosite la circuitele magnetice conduc la realizarea de transformatoare cu pierderi la mersul în gol de circa 3-4 ori mai mici decât cele convenţionale, curent de mers în gol mai mic şi o putere de magnetizare consumată mai mică, deci o reducere substanţială a pierderilor de energie în sistemul energetic unde sunt folosite.

Preţul de cost al tablei amorfe este mai ridicat decât al tablei silicioase laminate la rece, adică 3 $/kg faţă de 1,46 $/kg; în acest caz, preţul transformatoarelor este mai mare decât al celor convenţionale cu 30-50 %.

Un studiu întocmit de ABB IBERDROLA, în anul 1994, face comparaţia între transformatoarele de distribuţie convenţionale şi cu tablă amorfă fabricate în Spania privind amortizarea costurilor de producţie. În calcul s-au luat în considerare mai multe variante: cu şi fără influenţa inflaţiei, capitalizarea pierderilor care se reflectă în timpul de recuperare, costurile de producţie al unui kWh, numărul de ore de funcţionare pe an. Pe baza acestor criterii a rezultat un timp de recuperare între 7-12 ani, la transformatoare de puteri 250, 400 şi 630 kVA.

Asimilarea în România a unor transformatoare moderne şi efici-

* S.C. Electroputere S.A. Craiova

ente cu circuit magnetic din tablă amorfă, pentru dotarea sistemului energetic, prin înlocuirea celor existente, cu pierderi mari, se face la Electroputere Craiova, prin proiectarea şi execuţia unei serii de transformatoare cu puteri între 100 - 630 kVA 20/0,4 kV. Pentru realizarea lor este necesar, în prima etapă, când beneficiarii sunt interesaţi în achiziţionarea unui număr mai mic de produse, să se importe circuite magnetice, complet montate, urmând ca execuţia şi încercarea să se facă în Electroputere.

De menţionat că preţul unui kilogram de circuit de tablă amorfă asamblat este mai mare decât al unui kilogram de material de tablă silicioasă asamblat la Electroputere (4 $ /kg faţă de 3 $ /kg).

## 1. Tablă amorfă

Metalul amorf folosit la execuţia circuitelor magnetice ale transformatoarelor este un aliaj din fier, boriu, siliciu (metal + metaloid), care se solidifică rapid din starea lichidă, evitând formarea cristalelor. Solidul astfel obţinut este o foaie subţire de structură amorfă cu proprietăţi magnetice excelente, după ce a fost recoaptă şi supusă simultan unui câmp magnetic. Produsul final este o tablă tare, cu grosimi între 0,025 – 0,05 mm, cu un factor de laminare scăzut.

În anul 1975, compania ALLIED SIGNAL a dezvoltat o metodă de turnare a bandei din aliaj amorf în benzi în lungimi continue. În procesul de fabricaţie, aliajul de turnare este răcit cu 1 000 000°C pe secundă. Această solidificare rapidă permite produsului aliat finit să nu formeze o structură cristalină, rezultatul fiind o bandă ultrasubţire cu rezistenţă magnetică şi proprietăţi fizice bune. În tabelul 1 se prezintă câteva caracteristici ale materialului magnetic amorf în comparaţie cu tabla silicioasă laminată la rece şi alte materiale magnetice.

*Tabelul 1*

| Proprietatea | Tabla silicioasă | Tabla amorfă | Aliaj pe bază de Ni | |
|---|---|---|---|---|
| | | pe bază de Fe | 50 % | 80 % |
| Densitate (g/cm$^3$) | 7,65 | 7,14-7,32 | 8,25 | 8,7 |
| Inducţia maximă (T) | 2 | 1,56 | 1,55 | 0,74 |
| Inducţia de saturaţie (T) | 2,03 | 1,61 | 1,6 | 0,8 |
| Câmpul magnetic (Oe) | 0,5 | 0,03 | 0,15 | 0,03 |
| Permeabilitatea iniţială | 1500 | 60000 | 6000 | 40000 |
| Permeabilitatea maximă | 20000 | 500000 | 60000 | 250000 |
| Rezistivitatea (Ω/cm) | 50 | 130 | 40 | 55 |
| Punctul Curie ($^0$C) | 750 | 415 | 500 | 415 |

Alte caracteristici ale benzii amorfe:

- pierderile specifice de magnetizare sunt de circa 3-5 ori mai mici decât tabla silicioasă;
- puterea de magnetizare este de 4-5 ori mai scăzută decât la tabla silicioasă;
- coeficientul de umplere este 0,75 -0,85;
- rezistenţa la tracţiune mare – aproximativ 1300 N/mm$^2$;
- sunt flexibile şi rezistente la coroziune;
- sunt casante şi din această cauză se practică realizarea miezurilor bobinate şi nu prin ştanţare;
- pot fi îndoite, tăiate, presate, laminate, pot fi îmbinate folosind sudura prin puncte sau prin lipire;
- prezintă rezistenţă mecanică la întindere foarte mare, circa 250 kgf/mm$^2$, cât cel mai rezistent oţel;
- inducţia de saturaţie mică reprezintă dezavantajul principal al materialelor magnetice amorfe.

Pentru ridicarea valorii inducţiei magnetice de saturaţie, parametru foarte important în utilizarea acestor aliaje, la construcţia circuitelor magnetice ale transformatoarelor de distribuţie s-a efectuat o serie de cercetări pentru ridicarea valorii inducţiei; prin alegerea conţinutului optim de metaloizi şi prin adăugarea unor cantităţi mici de Co sau Ni, urmate de aplicarea unui tratament termomagnetic s-a ajuns la valori de 1,7 -1,75 T şi pierderi specifice de magnetizare mult mai scăzute decât la tabla silicioasă laminată la rece cu cristale orientate.

Preţul de cost al benzilor din aliaj magnetic amorf este mai mare decât al tablei silicioase, acesta fiind un dezavantaj major faţă de tabla convenţională, indiferent de tipul ei, dar pe măsura îmbunătăţirii tehnologiilor de obţinere a metalului amorf va continua să scadă.

## 2. Soluţii tehnice privind realizarea transformatoarelor de distribuţie cu circuite magnetice din tablă amorfă

Având în vedere faptul că grosimea tablei amorfe este mai mică de 0,025 mm şi că aceasta este casantă, tehnologia de execuţie a circuitelor magnetice pentru transformatoarele de distribuţie este diferită de produsele convenţionale. Miezurile din tablă silicioasă se realizează prin ştanţare şi împachetare bucată cu bucată, cu lăţimi şi lungimi de diferite dimensiuni, într-o ordine ce asigură o bună îmbinare (care reduce la minimum interstiţiile la îmbinări) şi o bună direcţionare a liniilor de flux magnetic prin miez. Împachetarea permite realizarea de miezuri monofazate şi trifazate.

Circuitele magnetice din tablă amorfă se obţin pe maşini speciale de înfăşurat benzile de bandă într-o singură lăţime în cadrul aceluiaşi miez până la grosimea necesară realizării secţiunii efective a miezului. Factorul de umplere în secţiune a miezului este circa 0,75 - 0,8 faţă de valori de peste 0,95 obţinute la miezurile din tablă silicioasă. La partea superioară, miezul realizat este secţionat în aşa fel încât se obţin pachete de benzi care se întreţes în trepte şi asigură o îmbinare bună. Acestea se desfac şi

după introducerea bobinelor pe miez se împachetează din nou foarte uşor. (fig. 1). Realizarea unui miez pentru un transformator trifazat se obţine din miezuri independente, cu lăţimi de ferestre diferite (fig. 2). Pachetele de miezuri monofazate şi grupurile de miezuri pentru transformatoarele trifazate sunt consolidate şi se aşază pe nişte suporturi metalice, speciale, cu scopul de a păstra forma, dar şi dimensiunile geometrice, condiţie strictă pentru obţinerea performanţelor electrice ale produselor.

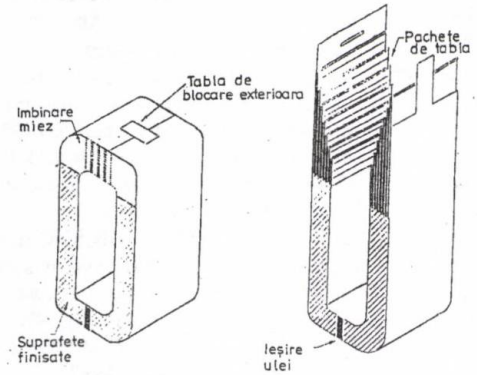



Fig. 1. Circuit magnetic monofazat.

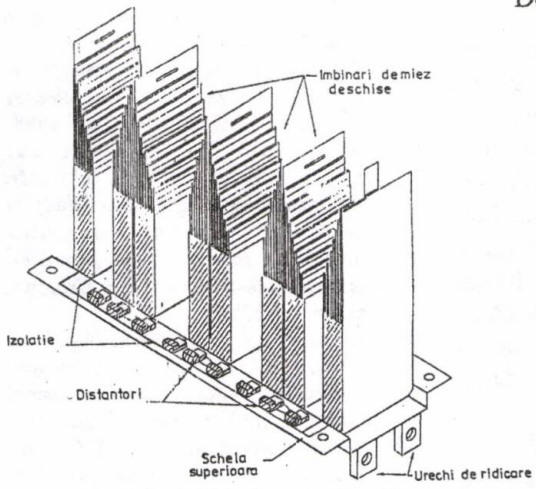



Fig. 2. Circuit magnetic trifazat.

În calculul de proiectare a transformatoarelor cu circuit magnetic din benzi amorfe trebuie ţinut seama de următoarele:

- inducţia magnetică are valori între 1,3-1,35 T, deci mai mică decât la tabla silicioasă;
- factorul de umplere mai mic decât la tabla silicioasă;
- secţiunea miezului (aceasta este dreptunghiulară) şi dimensiunile (lungime x lăţime) sunt alese ca valori în funcţie de dimensiunile producătorului de tablă;
- distanţele de izolaţie (între miez şi bobina de joasă tensiune, între bobina de joasă tensiune şi cea de înaltă tensiune, de la bobine la jugul superior sau inferior sau miez coloană laterală, între faze) ţin cont de valorile tensiunilor de încercare, dar şi de configuraţia miezului dreptunghiular, de modul de consolidare a bobinelor pe miez;
- modul de strângere al miezului şi de fixare a acestuia în cuvă;
- modul de aşezare a comutatorului de prize pentru reglaj.

Circuitele magnetice se rea-lizează pe maşini speciale, care asigură secţiunea miezului, înălţimea şi lăţimea ferestrei uniforme, permiţând în acest fel menţinerea distanţelor de izolaţie faţă de bobine. În prima fază, Electroputere Craiova va importa miezuri magnetice din tablă amorfă de la firma ALLIED SIGNAL INC. Despachetarea şi împachetarea jugului, după montarea bobinelor pe coloane, se face foarte uşor, acesta fiind un avantaj al acestor tipuri de miezuri. Modul de îmbinare în trepte asigură realizarea unor interstiţii mici şi o bună închidere a liniilor de câmp magnetic.

Schelele metalice care asigură strângerea miezurilor trifazate (patru miezuri monofazate, două au o dimensiune de fereastră şi două au o altă dimensiune de fereastră în cazul transformatoarelor trifazate) sunt de o construcţie total diferită faţă de cele ale produselor convenionale. Sunt executate din tablă din oţel şi îmbracă în totalitate jugurile superior şi inferior. Aceste suporturi metalice nu permit deformarea miezului împachetat, deci modificarea dimensiunilor geomerice, şi asigură manevrarea lui în timpul montării transformatorului. Strângerea suporturilor se face tot cu ajutorul unor tiranţi dimensionaţi corespunzător.

Schelele permit rigidizarea ansamblului miez-ansamblu bobinaj la montaj şi manevrare, exploatare, dar şi o bună rezistenţă mecanică, în timpul funcţionării, la eforturi electrodinamice de scurtcircuit.

Înfăşurările se pot realiza din conductor din cupru sau aluminiu izolat cu hârtie sau email pentru înfăşurarea de înaltă tensiune şi conductor din cupru sau aluminiu izolat cu hârtie sau bandă din aluminiu. Bobinele se execută separat şi sunt de tip cilindric şi stratificat.

Forma bobinelor este dreptunghiulară, din cauza formei miezului, şi executarea lor se face pe dispozitive care permit execuţia corectă; sistemul de consolidare permite păstrarea dimensiunilor dreptunghiulare ale acestora şi montarea pe coloana de miez (fig. 3).

Dimensiunile corecte ale bobinelor sunt foarte importante din următoarele motive :

- pentru controlul tensiunii de scurtcircuit,
- pentru menţinerea distanţelor de izolaţie necesare ţinerii la tensiune aplicată şi impuls,
- asigură rezistenţa la eforturi radiale şi axiale în cazul unui scurtcircuit.

Materialele electroizolante folosite pentru realizarea schemei de izolaţie, a canalelor de răcire, a sistemului de presare sunt ca la transformatoarele convenţionale.

Conexiunile de înaltă şi joasă tensiune, ieşirile şi prizele de reglaj se execută cu aceeaşi tehnologie ca la transformatoarele obişnuite, în funcţie de comutatorul folosit şi modul de scoatere pe capac sau pe cuvă a acestora.

Construcţia metalică şi accesoriile se realizează în funcţie de construcţia adoptată de fabrica de transformatoare, respectând cerinţele beneficiarilor interni şi externi, varianta cu conservator sau etanşă.

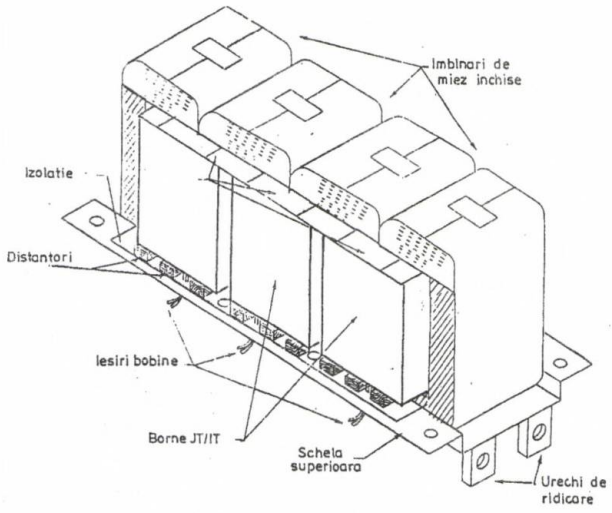



Fig. 3. Bobine montate pe miez.

## 3. Consideraţii privind avantajele asimilării acestei serii de transformatoare la S.C. Electroputere S.A.

Dacă privim comparativ nivelul de pierderi la mersul în gol la seriile de transformatoare de distribuţie, existente în fabricaţie la S.C. Electroputere S.A., se poate remarca o scădere substanţială a acestora la seria cu circuit magnetic din tablă amorfă, ceea ce face ca avantajele să fie în favoarea acesteia din urmă, în condiţiile în care se păstrează pierderile ce depind de sarcină (tabelul 2).

Reducerea pierderilor permanente, deşi produsele se realizează cu costuri mai mari faţă de produsele clasice şi durata de recuperare este de circa 8 ani, duce la reducerea costurilor totale şi aduce economii de energie electrică în exploatare, în final costurile totale se diminuându-se considerabil.

*Tabelul 2*

| Puterea nominală [kVA] | Pierderi la mersul în gol [W] | | |
|---|---|---|---|
| | Seria clasică | Seria redusă | Seria tablă amorfă |
| 100 | 320 | 210 | 80 |
| 250 | 650 | 420 | 110 |
| 400 | 930 | 600 | 170 |
| 630 | 1300 | 900 | 270 |

În prezent, la Divizia transformatoare s-a realizat proiectul de execuţie pentru transformatorul de putere de 250 kVA 20/0,4 kV, de tip etanş, cu circuit magnetic din tablă amorfă, cu dimensiuni după oferta ALLIED SIGNAL şi urmează să se realizeze un prototip care să fie testat în fabrică, iar după rezultatele obţinute să se treacă la fabricaţia de serie.

## Concluzii

Transformatoarele de distribuţie cu circuit magnetic din tablă amorfă au o dezvoltare rapidă în ultimii ani, fiind produse de mare eficienţă şi constituie pentru unele ţări implementarea unei noi politici de dezvoltare economică.

Această tehnologie modernă joacă un rol important în economie, având în vedere creşterea producţiei de energie electrică şi a numărului de consumatori, concomitent cu economisirea de energie electrică. Aşa se explică extinderea folosirii tablei amorfe la construcţia transformatoarelor monofazate şi trifazate de distribuţie, produse cu o durată de viaţă de peste 30 de ani şi ale căror pierderi influenţează direct pierderile în sistemul energetic şi indirect costurile de energie electrică.

Asimilarea unei serii de transformatoare de distribuţie cu pierderile la mersul în gol, mult mai reduse decât cele existente şi înlocuirea lor în sistemul energetic naţional al României, duce la realizarea politicii de eficientizare şi rentabilizare a sistemului de distribuţie a energiei electrice.

Reducerea costurilor de producţie prin reducerea preţului de cost al energiei, deci costurile la consumatorii casnici şi industriali, determină obţinerea de beneficii şi lansarea unei strategii de dezvoltare a investiţiilor.

Lansarea în fabricaţie a transformatoarelor de distribuţie cu circuit magnetic din tablă amorfă înseamnă pentru S.C. Electroputere S.A. modernizarea produselor, pentru obţinerea de noi pieţe de desfacere în ţară şi la export.

**BIBLIOGRAFIE**


[1] ALLIED SIGNAL INC. *Amorphous metal distribution transformer. General information.* Amorphous Core Magnetic Caracteristics.

[2] Didier S. Jacques. *Allied Signal Europe - Energy conservation in electricity distribution,* aprilie 1995.

[3] Allied Signal - *Advanced materials. Metglas Amorphous Alloy Distribution Transformer Core.*

[4] IBERDROLA SPANIA -INFORME - *Comparacion entre trasformadores de distribucion con nucleo de chapa convencional y amorfa,* aprilie 1994

[5] ENPAY TURCIA -ENAMOR - *Amorphous Metal Cores,* 1997.

[6] Bunescu, E., Proca, V. *Cercetări experimentale asupra posibilităţilor de utilizare a materialelor magnetice amorfe în fabricaţia de transformatoare electrice la I.E.P.Craiova,* mai 1988.

[7] Bunescu, E., Stoienescu, J., Proca, V. *Cercetări experimentale asupra posibilităţilor de folosire a materialelor magnetice amorfe la fabricarea de transformatoare electrice la I.E.P. Craiova ,* noiembrie 1989.

[8] Bunescu, E., Homeag, I., Proca, V. *Cercetări experimentale asupra materialelor magnetice amorfe utilizabile în I.E.P. Craiova,* iunie 1990.

[9] RENEL România, G.T.D.E.E. *Notă tehnică privind comparaţia între transformatoarele de distribuţie cu miez magnetic convenţional şi din metal amorf,* octombrie 1995.

[10] ABB TRAFODIS S.A. *The transformer the low losses- the amorphous metal transformer,* 1995.

[11] Curran, P., Pendlebury, D. *Amorphous metal distribution transformers a cost effective technology for environment betterment,* 1994.


**Referent: prof. dr. ing. Constantin Ghiţă – UPB**

**(Primit la 4 iunie 2001, aceptat la 24 iunie 2001)**

**Comentariu**

1. În lucrare se pune accentul mai ales pe avantajele transformatoarelor cu miez din tablă amorfă şi se poate trage concluzia că acestea nu ar avea şi dezavantaje. Cititorul trebuie informat şi despre anumite neajunsuri ale acestor transformatoare (altele decât cele semnalate în lucrare), cum ar fi:

- comprimarea miezului magnetic în vederea consolidării lui mecanice duce la creşterea pierderilor specifice, deci la diminuarea avantajului esenţial al acestor tole. Din acest punct de vedere, ideal ar fi ca miezurile magnetice să fie „libere" în raport cu înfăşurările. Acest lucru nu este posibil, de aceea consolidarea mecanică a miezurilor se face folosind carcasele (casetele) înfăşurărilor şi plăci speciale de presiune (izolante), care să preia o parte din eforturile mecanice şi să supună miezul la eforturi minime de compresiune;

- transportul şi montarea miezurilor asamblate trebuie să se facă cu grijă pentru a nu se majora pierderile. Orice şoc mecanic are efecte negative din acest punct de vedere;

- magnetostricţiunea tablelor din oţel amorf, care este o măsură directă a zgomotului în funcţionare, are, în prima fază, valori de aproximativ 10 ori mai mari decât la tolele obişnuite şi pentru reducerea ei tolele se recoc în câmp magnetic continuu, fără să scadă, în final, sub valoarea tolelor obişnuite;

- zgomotul mărit în funcţionare al transformatoarelor cu miez din oţel amorf este produs, în principal, de frecvenţe cuprinse între 300 Hz şi 500 Hz;

- duritatea tolelor din oţel amorf este de aproape 5 ori mai mare decât a tolelor obişnuite, ceea ce le face mai casante decât acestea. Rezultă, de aici, o atenţie sporită în manevrarea miezurilor şi evitarea, pe cât posibil, a şocurilor mecanice;

- forţele radiale care acţionează asupra înfăşurărilor, la aceleaşi valori ale curenţilor, sunt mai mari la transformatoarele cu miezul din oţel amorf în raport cu cele ale transformatoarelor obişnuite, deoarece înfăşurările transformatoarelor cu miezul din oţel amorf sunt dreptunghiulare, iar ale celor obişnuite sunt circulare;

- transformatoarele cu miez amorf au o mai mare variaţie în timp a caracteristicilor de funcţionare, în raport cu transformatoarele clasice.

2. Sunt însă şi unele avantaje ale transformatoarelor cu miez din oţel amorf care nu sunt amintite în lucrarea la care se fac referirile de mai sus. Acestea sunt următoarele:

- tolele nu trebuie izolate în mod special, izolarea se face prin oxidare naturală;

- avantaje din punct de vedere ecologic, deoarece se consideră că dacă, numai în Europa, s-ar înlocui toate transformatoarele obişnuite cu transformatoare cu miez din oţel amorf, s-ar face o economie (decurgând din reducerea pierderilor) echivalentă cu 6 milioane tone de petrol, o diminuare a emisiilor de $SO_2$ cu 160 000 t şi a celor de $CO_2$ cu 20 mil.t (sursa de documentare *Allied Signal*);

- transformatoarele cu miez din oţel amorf funcţionează la randament maxim la sarcini reduse, egale cu 30 ... 35 % din sarcina nominală, ceea ce constituie în multe cazuri un avantaj;

- eficacitate sporită în ceea ce priveşte standardizarea legată de transformatoarele cu miez amorf, prin faptul că standardele se întocmesc mai uşor, având prevederi mai simple.

3. În România sunt deja în funcţiune transformatoare trifazate uscate, cu miez amorf, de 400 kVA, 20/0,4 kV, clasă de izolaţie F, achiziţionate de la firma ABB – Transformer din Zaragoza – Spania (de exemplu, în Sectorul Agricol Ilfov).

4. Până în anul 1997, firma Allied Signal a avut monopolul mondial în construcţia miezurilor din fier amorf, datorită unui brevet care o proteja. Din această cauză, firma Allied Signal este, deocamdată, principala producătoare de miezuri din oţel amorf din lume.

5. La sfârşitul pct. 1 din lucrare se afirmă că prin adăugarea, în compoziţia tablei din oţel amorf a unor cantităţi de Co sau Ni se ajunge la inducţii de 1,7 – 1,75 T. Propun dezvoltarea acestei afirmaţii în lucrările ulterioare ale autoarei, deoarece rezultatul este deosebit de important.

**prof. dr. ing. Constantin Ghiţă – Facultatea de Electrotehnică**

# Perspective privind satisfacerea exigențelor actuale din energetică pentru limitarea emisiilor de pulberi în atmosferă prin utilizarea electrofiltrelor performante de concepție românească

ing. Gheorghe IGNAT *
dr. ing. Rodica MACARIE*
ing. Georgică NICULA*
ing. Mircea CHIRIACESCU*
ing. Mihai HERLEA*
ing. Georgeta HRISTESCU*
ing. Ion ILIE**
ing. Radu TEODORESCU***
ing. Aurel MEDINȚU***
ing. Viorel OSIAC***

*În domeniul producerii energiei electrice și termice cu utilizarea drept combustibil a cărbunilor, obiectivul general al politicii de mediu în prezent și în viitorul apropiat este reducerea impactului asupra mediului prin micșorarea cantităților de praf emise în atmosferă până la nivelul permis de prevederile legislației naționale de mediu.*

*Pe termen lung se urmărește atingerea nivelului cerințelor normelor europene, care includ, pe lângă reducerea emisiilor de pulberi, și limitarea poluanților gazoși ($SO_2$ și $NO_X$).*

*Pentru realizarea obiectivului sus-amintit, pornind din anul 1990, în mai multe etape, au fost elaborate documentații de reparație cu modernizare a electrofiltrelor de la unele grupuri energetice, în funcție de nivelul emisiilor impus de normele din România. Proiectele de reparație cu modernizare implementate în instalațiile existente, au pus în evidență la teste rezultate bune, fapt ce a permis atacarea unor noi lucrări cu performanțe din ce în ce mai bune.*

*În prezenta lucrare se expun rezultatele obținute, dar mai cu seamă se evidențiază soluțiile ce s-au avut și se au în vedere la aplicațiile din perioada următoare, astfel încât emisiile de pulberi la coș să se încadreze în prevederile legislației actuale, lucru uneori greu de realizat având în vedere că se acționează asupra unor instalații existente, încadrate într-un spațiu și volum limitat.*

Descriptori: electrofiltre, epurare electrostatică

## Introducere

Majoritatea grupurilor energetice românești au fost proiectate și puse în funcțiune într-o perioadă în care problemele de mediu erau situate pe un plan secundar. Au fost subevaluate efectele pe termen lung asupra mediului, în contextul în care nu s-a pus problema unei abordări globale a impactului asupra mediului, pe care o exercită ansamblul industriei românești și mai precis energetica românească.

În general s-a procedat la o rezolvare punctuală a fiecărei situații în parte, iar după aceea nu s-a mai acționat hotărât și coerent pentru îmbunătățirea performanțelor, așa cum s-a întâmplat în alte țări. Nu este mai puțin adevărat că în aceea perioadă (1965-1980) constrângerile legislative referitoare la protecția mediului nu erau prea severe, de altfel nici în restul Europei nu erau încă suficient de bine studiate efectele pe termen lung ale poluării privind industria în ansamblul său. Abia când au început să apară grave perturbații de mediu s-a acționat rapid și eficient în țările dezvoltate pentru reducerea gradului de poluare.

În primul rând legislația a impus norme din ce în ce mai severe și ca urmare agenții economici au fost obligați fie să investească în îmbunătățirea tehnologiilor, fie să implementeze instalații de depoluare din ce în ce mai performante.

Din păcate, în România a continuat ritmul ridicat de industrializare, dar fără ca problemele de mediu să fie rezolvate corespunzător. Abia după anul 1990, ca urmare a programelor de integrare europeană, problemele de mediu au început să fie abordate luând în considerație legislația europeană și națională în domeniu, ținând totuși seama de posibilitățile financiare ale țării. S.C. Termoelectrica S.A. a început, după anul 1993, un program de modernizare a electrofiltrelor ce echipează cazanele energetice funcționând pe combustibil solid, care a cuprins mai multe etape.

## Lucrări de reparație cu modernizare la electrofiltre, executate în perioada 1993 - 1999

Situația emisiilor de pulberi la coș în principalele centrale din cadrul S.C. Termoelectrica S.A. la începutul anilor '90, este prezentată în tabelul 1.

*Tabelul 1*

**Situația emisiilor de pulberi din principalele centrale termoelectrice**

| Nr. crt. | Denumirea centralei | Concentrația de pulberi în gazele desprăfuite conform proiectului [mg/m$^3$*] | Cantitatea de pulberi evacuată în atmosferă [kg/h] |
|---|---|---|---|
| 1 | S.E. Rovinari | 600 | 6240 |
| 2 | S.E. Turceni | 600 | 10920 |
| 3 | S.E. Mintia | 300 – 800 | 1800 – 4800 |
| 4 | CET Doicești | 300 – 600 | 1200 – 2400 |
| 5 | CET Paroșeni | 150 – 300 | 300 – 600 |
| 6 | S.E. Oradea 1 | 300 – 600 | 1200 – 2400 |
| 7 | S.E. Oradea 2 | 150 – 300 | 300 – 600 |
| 8 | S.E. Iași | 150 – 300 | 300 – 600 |
| 9 | S.E. Suceava | 150 – 300 | 300 – 600 |
| 10 | S.E. Brașov | 150 | 300 |
| 11 | S.E. Craiova | 450 | 3200 |

*m$^3$ în condiții normale de temperatură și presiune.

Valorile indicate în tabelul 1 au la bază datele de proiect.

Măsurătorile efectuate în cursul anilor '90 au evidențiat un grad avansat de uzură a instalațiilor de desprăfuire electrică, pulberile având concentații mult mai mari.

* Institutul de Cercetare și Proiectare pentru Echipamente Termoenergetice-S.C. ICPET S.A.
** S.C. TERMOELECTRICA S.A.
*** S.E. ROVINARI
**** S.E. TURCENI

În fiecare oră, de la cele 11 centrale incluse în tabelul 1 se degajă în atmosferă o cantitate de cenuşă de circa 13 ÷20 t/h.

Pornind de la această situaţie, S.C. Termoelectrica S.A. a început programul de modernizare a electrofiltrelor. Astfel, în perioada 1993-1999 au fost realizate importante investiţii cu privire la modernizările unor electrofiltre (tabelul 2).

*Tabelul 2*

**Programul de modernizare al electrofiltrelor în perioada 1993 – 1999**

| Nr. crt. | Obiectiv | Proiectant de specialitate | Anul finalizării investiţiei | Concentraţia de pulberi în gaze înainte de modernizare ($mg/m^{3*}$) | Concentraţia de pulberi din gaze garantată prin proiect ($mg/m^{3*}$) | Concentraţia de pulberi din gaze măsurată ($mg/m^{3*}$) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Electrofiltre gr. 6 Rovinari | ICPET | 1996 | 600 – 1000 | 300 | 201 – 291 |
| 2 | Electrofiltre gr. 3 Turceni | ICPET | 1996 | 600 – 1000 | 200 | 160 |
| 3 | Electrofiltre gr. 1 Deva | ICPET | 1996 | 800 | 100 | 80 |
| 4 | Electrofiltre gr. 5 Rovinari | ICPET | 1997 | 600 – 1000 | 300 | 214 – 228 |
| 5 | Electrofiltrul 2 gr. 6 Turceni | ICPET | 1999 | 600 – 800 | 200 | 160 |

*$m^3$ în condiţii normale

Din cele cinci obiective prezentate, la grupul 1 Deva instalaţia de desprăfuire electrică este complet nouă, dimensionată pentru nivelul emisiilor de pulberi impuse de ordinul 462/1993, iar celelalte sunt proiecte de reparaţii cu modernizare.

## Lucrări de reparaţie cu modernizare a unor electrofiltre, aflate în curs de desfăşurare

Având în vedere necesitatea încadrării emisiilor de pulberi în normele impuse de legea mediului, S.C. Termoelectrica S.A. a trecut la o etapă nouă de modernizare a electrofiltrelor, impunând garantarea prin proiect a unor emisii de pulberi de 100 $mg/m^3$.

În tabelul 3 sunt prezentate obiectivele la care sunt în curs de desfăşurare reparaţii cu modernizarea unor electrofiltre.

De regulă, îmbunătăţirea performanţelor la un electrofiltru existent vizează următoarele aspecte principale :

a) implementarea soluţiilor noi, moderne, rezultate ca urmare a progresului tehnic obţinut în ultimii ani pe plan mondial şi naţional;

b) dezvoltarea electrofiltrului existent pe lungime şi înălţime, în funcţie de spaţiul aflat la dispoziţie, de parametrii gazodinamici ai mediului dispers ce urmează a fi epurat şi de emisia de pulberi garantată ;

c) refolosirea în proporţie ridicată a unor subansambluri din electrofiltrul existent;

d) cheltuieli de investiţie şi exploatare cât mai mici ;

e) fiabilitate sporită, condiţii de exploatare îmbunătăţite.

Cea mai complexă lucrare realizată de către ICPET până în prezent şi în acelaşi timp cea mai dificilă, o constituie reparaţia cu modernizare a electrofiltrelor de la grupul nr. 4 S.E. Rovinari.

În cele ce urmează sunt prezentate problemele tehnice pe care proiectantul de specialitate a trebuit să le depăşească la acest proiect, în vederea îndeplinirii cerinţei de bază din tema de proiectare a beneficiarului, şi anume asigurarea unei concentraţii de pulberi în gazele desprăfuite de maximum 100 $mg/m^3$. Aceasta înseamnă o reducere de şase ori a concentraţiei de pulberi faţă de proiectul iniţial, în condiţiile dificile de la cota 92 m a centralei, unde sunt amplasate electrofiltrele.

Situaţia din teren nu permitea dezvoltarea în lungime a electrofiltrelor, astfel că nu se putea lua în consideraţie implementarea unui câmp suplimentar, soluţie la care se recurge, de regulă, pentru reduceri substanţiale ale emisiei de pulberi la coş. S-a adoptat soluţia de dezvoltare pe verticală, trecându-se

*Tabelul 3*

**Lucrări de reparaţie cu modernizare a unor electrofiltre, aflate în curs de desfăşurare**

| Nr. crt. | Obiectiv | Proiectant de specialitate | Concentraţia de pulberi în gaze înainte de modernizare ($mg/m^3$) | Concentraţia de pulberi din gaze garantată de proiect ($mg/m^3$) | Observaţii |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Electrofiltre gr. 4 Rovinari | ICPET | 600 – 1000 | 100 | Pus în funcţiune în mai 2001 |
| 2 | Electrofiltre gr. 7 Turceni | ICPET | 600 – 1000 | 100 | Se va finaliza în 2001. Proiect realizat prin programul RELANSIN |
| 3 | Electrofiltre gr. 8 Işalniţa | ABB | 1000 – 2000 | 100 | |
| 4 | Electrofiltre gr. 7 Işalniţa | FLS | 1000 – 2000 | 100 | |
| 5 | Electrofiltre gr. 1 Turceni | ICPET | 600 – 1000 | 100 | |

de la înălţimea activă de 12 m la cea de 15 m.

Concepţia şi dimensionarea electrofiltrelor s-a iniţiat cu studiul pe model al curgerii gazelor prin electrofiltre, urmărindu-se două aspecte:

- asigurarea unei separări mecanice cât mai eficiente în racordul de intrare;
- optimizarea curgerii gazelor prin electrofiltre.

Necesitatea creşterii gradului de separare mecanică în racordul de intrare în electrofiltre a condus la modificarea geometriei acestuia. S-a înlocuit racordul de intrare axial cu un racord cu intrarea gazelor pe sus. Racordul a fost echipat cu un sistem adecvat de şicane, în care particulele grosiere de praf îşi pierd o bună parte din energia cinetică şi ca urmare cad în buncărul colector al racordului (fig. 1).

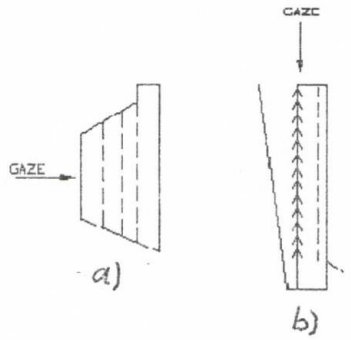



Fig. 1. Diverse tipuri de racorduri de intrare în electrofiltre : a – racord axial ; b – racord cu intrare pe sus.

Cel de-al doilea aspect privind optimizarea curgerii gazelor prin electrofiltre a urmărit reducerea neuniformităţii câmpului de viteze în secţiunea activă a electrofiltrului şi realizarea unui spectru optim al distribuţiei vitezei la intrarea în zona activă a electrofiltrului.

Randamentul electrofiltrului, luând în consideraţie gradul de neuniformitate a vitezei, poate fi exprimat astfel :

$$\eta = \eta_{teor.} - \Delta\eta. \qquad (1)$$

Randamentul teoretic ($\eta_{teor.}$) se deduce din relaţia lui Deutsch [2, 14, 20].

Reducerea randamentului ($\Delta\eta$) datorită neuniformităţii câmpului de viteze se poate determina teoretic şi se verifică experimental [43, 44].

Un alt aspect urmărit la modelare a fost ca distribuţia de viteze în secţiunea de intrare în zona activă a electrofiltrelor să aibă un profil adecvat gradului ridicat de separare solicitat prin temă.

Păstrarea nealterată (sau aproape nealterată) a modului de curgere a gazelor prin electrofiltre, de la secţiunea de intrare până la secţiunea de ieşire din acestea, a impus echiparea racordului de ieşire cu un panou cu table perforate. Totodată s-a urmărit ca debitul de gaze cu pulberi să străbată întreaga zonă activă şi să nu existe scăpări de gaze, "furişări" în afara zonei active [14, 43, 44].

În urma studiului pe model a rezultat modul de echipare cu elemente de dirijare şi uniformizare a traseului de gaze de la intrarea şi până la ieşirea din electrofiltre.

În faza următoare s-a trecut la realizarea proiectului instalaţiei interioare a electrofiltrului. În cadrul proiectului au fost implementate următoarele soluţii noi :

- utilizarea, pentru prima dată în ţară, a electrozilor de depunere cu înălţimea activă de 15 m ;
- dispunerea electrozilor de depunere la pas de 400 mm (distanţa dintre doi electrozi de aceeaşi polaritate) ;
- dispunerea electrozilor de depunere în oglindă ;
- utilizarea pentru câmpul doi a unui nou tip de electrod de emisie, care să asigure un câmp electrostatic uniform şi eficient ;
- reducerea numărului de electrozi de emisie, prin mărirea distanţei dintre electrozii de emisie pe aceeaşi ramă.

Utilizarea electrozilor de depunere cu înălţimea activă de 15 m, a permis reducerea vitezei gazelor prin electrofiltru ($v$) de la 1,96 m/s la 1,5 m/s. Viteza de curgere a gazelor tehnologice prin electrofiltre este unul din parametrii importanţi în realizarea unui randament ridicat de epurare electrostatic, pentru obţinerea unor emisii de pulberi sub 100 mg/m$^3$, asigurând un timp de staţionare a particulelor de cenuşă mai mare în câmpul electrostatic.

Pentru a asigura stabilitatea electrozilor de la intrare şi ieşire din panourile cu electrozi de depunere, a fost realizat un sistem special de distanţare.

Mărirea pasului de la 250 mm la 400 mm conduce la creşterea nivelului de tensiune dintre electrozi şi implicit a intensităţii câmpului electric. Se obţin astfel condiţii mai bune pentru ionizarea gazului, încărcarea cu sarcină electrică a particulelor de praf şi transportul acestora către electrodul de depunere.

Viteza de migraţie ($w$), parametru de bază pentru dimensionarea electrofiltrelor, creşte o dată cu creşterea pasului dintre electrozii de depunere şi cei de emisie şi direct proporţional cu pătratul tensiunii de alimentare [17, 23, 34], aceasta determinând nivelul intensităţii câmpului electrostatic :

$$w = f(U_m, U_v, r, h). \qquad (2)$$

Dispunerea electrozilor de depunere în oglindă a permis reducerea numărului electrozilor de emisie, precum şi posibilitatea creşterii suprafeţei de depunere cu 2,5 faţă de soluţia clasică de amplasare a acestora (fig. 2).

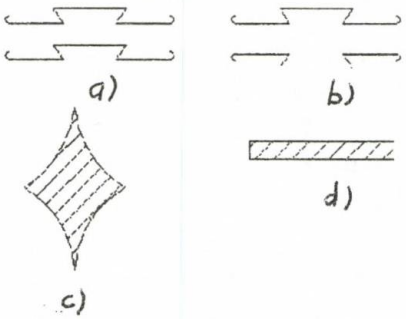



Fig. 2. Dispunerea electrozilor de depunere şi tipuri de electrozi de emisie: a – dispunere calsică; b – dispunere în oglindă; c – electrodul iniţial (în secţiune); d – electrodul de tip nou (în secţiune).

În câmpul doi al electrofiltrului s-a utilizat un nou tip de electrod de emisie, cu cost de execuţie mai mic,

dar cu eficienţă sporită la pas de 400 mm.

Proiectul carcasei electrofiltrului a ridicat probleme deosebite.

S-a refolosit integral carcasa existentă, recalculată pentru noile condiţii şi supraînălţată cu 3 m.

De subliniat faptul că proiectantul a urmărit ca noile sarcini să nu conducă la o încărcare suplimentară mare a structurii de susţinere a electrofiltrelor. Aceasta a fost uşor consolidată. Planşeul de la cota + 92 m, pe care este amplasat electrofiltrul, nu a necesitat consolidări deosebite.

Pentru prima dată în ţară, în sectorul energetic, agregatele de înaltă tensiune au fost amplasate direct pe acoperişul electrofiltrelor, eliminându-se prin aceasta cablul şi rezistoarele de înaltă tensiune.

Pentru exploatarea la maximum a avantajelor pasului de 400 mm s-a trecut de la tensiunea de vârf de 78 kV la cea de 100 kV.

Tablourile de comandă sunt echipate cu blocuri de comandă cu microprocesor, iar tabloul de control tehnologic este echipat cu automat programabil.

În camera electrică întreg procesul de funcţionare a electrofiltrelor este urmărit pe un display, putând fi afişate o multitudine de informaţii.

În camera centrală de comandă, pe o consolă, pot fi vizualizaţi parametrii de bază de funcţionare ai electrofiltrelor şi se poate comanda pornirea şi oprirea acestora [38, 40, 42].

În perioada 10–18 mai 2001 grupul nr. 4 Rovinari a fost repus în funcţiune.

Curba curent-tensiune ridicată cu acest prilej indică cea mai mare tensiune de alimentare obţinută până în prezent în ţară la un electrofiltru din domeniul energetic (fig. 3).

Parametrii electrici de bază - tensiunea înaltă şi curentul din electrofiltre – se menţin continuu şi constant la valori ridicate, ceea ce permite ca procesul de desprăfuire să se desfăşoare fără fluctuaţii, aceasta fiind garanţia unei desprăfuiri deosebit de eficiente.

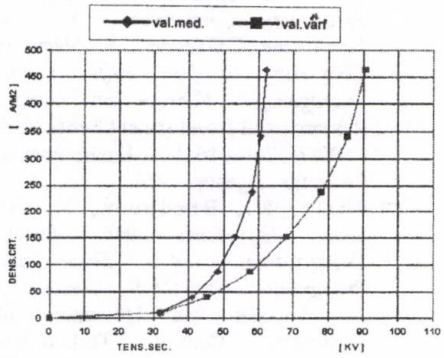



Fig. 3. Caracteristica de sarcină curent-tensiune obţinută la teste pe electrofiltrele de la grupul 4 S.E. Rovinari .

În perioada 17–18 mai 2001 au fost efectuate măsurători preliminare de performanţă.

Pe ambele electrofiltre la puterea de 300 MW a grupului, cu patru mori de cărbune în funcţiune, s-au obţinut valori sub 100 mg/m$^3$ (80 – 90 mg/m$^3$, la 6 % $O_2$).

În perioada următoare, aşa cum prevede proiectul, urmează etapa de optimizare a parametrilor de funcţionare, pentru a se obţine cele mai bune performanţe posibile pe termen lung.

În acelaşi timp, se va pune în funcţiune sistemul de monitorizare continuă a concentraţiei de praf la coş, cu care este dotată instalaţia de epurare electrostatică; astfel în orice moment se poate cunoaşte emisia de pulberi la coş.

Rezultatele obţinute la S.E. Rovinari creează noi premise pentru reducerea emisiilor de pulberi la coş la alte grupuri energetice. Totodată, s-a dovedit că există potenţialul tehnic autohton, care poate rezolva asemenea lucrări deosebit de pretenţioase şi complexe, cu performanţe deosebite.

Simbolurile folosite în lucrare :

$\eta$- randamentul de epurare electrostatic [%]
$w$ - viteza de migraţie [m/s]
$v$ - viteza gazului [m/s]
$h$ - pasul dintre electrodul de depunere şi emisie [m]
$r$ - raza medie a particulei [m]
$d$ - distanţa dintre doi electrozi de emisie pe aceeaşi ramă [m]
$U_m$ - valoarea medie a tensiunii [V]
$U_v$ - valoarea de vârf a tensiunii [V].

**BIBLIOGRAFIE**


[1] Pauthenier M. et Mme Moreau-Hanot. *Etouffement de la décharge couronne par les particules en suspension dans un champ électrique.* În: C.R. Acad.Sci., 26 novembre 1934, t.199, p.252-262. Le Journal de Physique et le Radium, 1935, t. 6, p.257.

[2] White H.J. *Charging particles in precipitators.* În: Trans. Amer. Inst. Elect. Energs., t. 1951, t.70, p.1186.

[3] Pauthenier, M. *Théorie de la vitesse de précipitation des particules submicroniques dans les champs électriques ionisés.* În: C.R. Acad.Sci., 13 avril 1955, t.40, p.1610 - Ibid., 2 mai 1955, t. 240, p.1761.

[4] Pauthenier, M., Tran An Nhan et Dupuy, J. *Etude du champ électriques bi-ionisé dans le cas d'un fil coronisant et d'un cylindre coaxial donnant lieu à la contre-émission.* În: C.R.Acad.Sci, 3 mars 1958, t. 246, p.1394-1396.

[5] Pauthenier M., R. Cochet et Dupuy, J. *Probléme général de la charge acquise par une particule sphérique dans un champ électrique bi-ionisé..* În: C.R.Acad.Sci, novembre 1956, t. 243, p.16061608.

[6] White, H. J. *A Pulse Method for Suppliying High - Voltage Power for Electrostatic Precipitation.* În: Trans. Amer. Inst. Elect. Energs., Commun. Electron, 71 (1952), t. 77, part.I, p.326.

[7] Cooperman, P. *A New Technique for the Measurement of Corona Field Strength and Current Density in Electrical Precipitation Trans.* În: AIEE, part I, 1956, p.64.

[8] Dupuy, J. *La determination du champ ionise dans quelque systemes simples.* În: C.R. Acad.Sci., 242 (1956), p. 1140.

[9] Penney, G.W., Marttik, R.E. *A Probe Method for Measuring Potentials in D.C.* Corona. În: Trans. AIEE, 65 (1957), citaţi de White 48.

[10] Răduleţ, R., Avramescu, A. *Zona de transport în problemele dimensionării filtrelor electrice.* În: Studii şi cercetări de energetică şi electrotehnică, tom 12 (1962), A, nr.1.

[11] Masuda, S. *Effects of Temperature and humidity on the Apparent Conductivity of High Resistivity Dust.* În: Electrotechnical journal of Japan, 7 (1962), nr. 3, p. 108.

[12] White, H. J. *Industrial Electrostatic Precipitation.* Addison - Wesley, 1963.

[13] Finitescu, D., Zaroni, R. ş.a. *Echipamente electrice pentru electrofiltre.* În: Electrotehnica, 11 (1963), nr. 9, p. 33.

[14] Lutinski, J. *Desprăfuirea electrostatică a gazelor.* Traducere după Elektostatyczne Odpylanie Gazow. WNT, Varşovia, 1965.

[15] Robinson, M. *Electric Wind Turbulence in Electrostatic Precipitation.* În: J. Air Poll. Control Assoc., 17 (1967), nr. 9.

[16] Penney, G. W. *Electrostatic Precipitation Studies at Carnegie Institute of tecnology.* În: J.Air Poll. Control Assoc., 17 (1967), nr.9.

[17] Tănăsescu, FL. *Contribuţia măsurării unor fenomene caracteristice în tehnica descărcărilor parţiale.* Teză de doctorat, Institutul Politehnic Iaşi, 1968.

[18] Drăgan, G. *Sur l'effet couronne de courant continuu dans la cas deux conducteurs paralleles.* În: Revue Roumaine de Science, Technique, Electrotechnique et Energetique, 15 (1970), nr 2, p.203.

[19] Robinson, M. *Electrostatic Precipitation.* În volumul "Air Pollution Control", Strauss W. editor, Willey - Interscience, 1971.

[20] Leutert G., Bohlen B. *Der raumliche Verlauf von elektrischer Feldstarke und Raumladungsdichte im Platten.* În: Elektrofiltres. Staub, 32 (1972), p. 296.

[21] McLean, K.J., Ruey, R.M. *Influence of electric field of the resistivity of a particulate layer.* În: Proc. IEE, 121 (1974), p.74.

[22] Gooch, J.P., Francis, N.L. *A Theoretically Based Mathematical Model for Calculation of Electrostatic* Precipitation Performance. În: Proc. IEE, 121 (1974), p. 108.

[23] x x x *Information Required for the Selection and Application of Electrostatic Precipitators for the Collection of Dry Particulate Material.* În: J. Air. Poll. Control Assoc. 25 (1975), nr. 4, p. 362.

[24] Gooch, J. P., Mcdonald, D. J. and Oglesby, S. Jr. *A Mathematical Model of Electrostatic Precipitation.* În: EPA - 650 - 75 - 037, U.S. Environmental Protection Agency, Research Triangle Park, North Carolina, June 1978.

[25] McDonald, D. J. *A Mathematical Model of Electrostatic Precipitation.* (Revision 1) Volume I. Modelling and Programmyng. EPA - 600/7 - 78 - 111, U.S. Environmental Protection Agency, Research Triangle Park, North Carolina, June 1978.

[26] Gooch, J.P. and Mcdonald, D.J. *Mathematical Modelling of Fine Particle Collection by Electrostatic Precipitation.Conference on Particulate Collection Problems in Converting to Low Sulfur Coals, Interagency Energy-* Environment Research and Development Series EPA - 600/7 - 76 - 016, U.S. Environmental Protection Agency, 1976.

[27] Porle, K., Bradburn, K. *Full Scale Experience with Pulsed Energization of Electrostatic Precipitatior.* The 5th Symposium on the Transfer and Utilization of Particulate Control Technology. Kansas City, Miss., U.S., August 27-30, 1984.

[28] Masuda, S. and Hosokawa, S. *Pulse Energization System of Electrostatic Precipitator for Retrofitting Aplication,* Proc. of the 5th EPA - EPRI Symp. on the Transfer and Utilization of Particulate Control Technology (Aug. 1984 in Kansas City).

[29] Masuda, S., Hosokawa, S. *Submicrosecond Pulse Energization for Retrofitting Aplication,* Proc. of 2 nd International Conference on Electrostatic Precipitation, pp 613-622 (Nov. 1984 in Kyoto).

[30] Masuda, S. and Hosokawa, S., Tachibana, N. Ando, T. Matsumoto, Y. *Fundamental Behaviors of Direct - Coupled Submicrosecond Pulse Energization in Electrostatic Precipitators,* Record of IEEE IAS 1985 Conference, pp. 1288-1294 (Oct. 1985 in Totonto).

[31] P. L. Feldman, P. *Operating Results from the First commercial Pulse Energization System of enhance Electrostatic Precipitator performance,* Conf Records, American Power Conference, Chicago, April 1981.

[32] Milde, H.I. *Pulse Corona Discharge in Electrostatic Precipitators.* În: IEEE Transactions on Electrical Insulation, Vol. EI-17, No.2, April 1982, 179-186.

[33] Macarie, R., Mihai, D. *Champ electrique, potentiel et charge spatiale dans le processus de précipitation électrostatique.* În: Rev. Roum. Sci. Techn. Electrotechn. et Energ. 23, 4, 1983, p. 349-357.

[34] Macarie, R., Mihai, D. *Modéle mathématique pour le calcul des performances d'un électrofiltre en base des données obtenues expérimentalement.* În: Revue Roumaine de Science, Technique, Electrotechnique et Energetique 32, 1, 1987, p. 29-38.

[35] *Condiţii tehnice privind protecţia atmosferei* - Ordin 462 din 1.07.1993 Ministerul Apelor Pădurilor şi Protecţia Mediului Editura ICIM - Bucureşti 1993.

[36] Radu, A., Martin, D. Macarie, R. *Metodă şi echipament de separare a mediilor disperse înalt rezistive,* brevet nr. 108540/1993.

[37] Macarie, R., Martin, D., Gheorghe, N., Bota, M. *Dispozitiv pentru energizarea electrofiltrelor – Milipulsor,* brevet nr. 108202/1993.

[38] Macarie, R. *Cercetări şi performanţe atinse în domeniul electrofiltrelor cu pas mărit şi alimentate cu impulsuri de înaltă tensiune. Aplicaţii la electrofiltrele din industria materialelor de construcţii din România.* În vol. "Conferinţa anuală a lucrătorilor din ROMCIM", sept. 1995.

[39] Cristescu, D., Macarie, R., Bota, M., Gheorghe, N. *Realizări moderne în tehnica desprăfuirii electrostatice în centralele termoelectrice.* În: "A- XXII-a Conferinţă pe ţară de termoenergetică şi termoficări", dec. 1995.

[40] Porle, K. *Pulsed energization increases the efficiency of electrostatic precipitation.* În vol.: Flakt Review, No. 73, Feb. 1990.

[41] Masuda, S. *Pulse power supply for generating extremely short pulse high voltages,* patent no. 4541848, sept. 17. 1985.

[42] Alig, F., Böcker, H., Neulinger, F. *Method of automatically controlling and electrostatic precipitator,* patent no. 4690694, sept.1 1987.

[43] Idelcik, I.E. *Metoda de apreciere a gradului de distribuţie neuniformă a vitezelor curentului asupra eficienţei de funcţionare a aparatelor industriale.* În: Termoenergetika, nr. 8/1974.

[44] Pao, R.H.F. *Fluid Dynamics* Ch. E. Merrill Books Inc. Columbus, Ohio, 1967.

[45] Iamandi C., Petrescu V., Damian R., Sandu L., Anton, A. *Hidraulica instalaţiilor,* 1994.


**Referent: prof. dr. ing. Adrian Badea – Facultatea de Energetică – UPB**

**(Primit la 5 iunie 2001, acceptat la 25 iunie 2001)**

# Soluții de ultimă generație aplicate principalelor componente ale turbinelor cu abur F1C 330 MW pentru creșterea fiabilității și siguranței în exploatare

ing. Sebastian RAȚIU*
ing. Victor ANDREIAN*
ing. Adrian BEDNAROVSCHI*
ing. Constantin MARINESCU*
ing. Ștefan GEDO*

*În ultima perioadă, turbinele de 330 MW instalate în centralele din subordinea S.C. Termoelectrica S.A. au fost incluse în programe ample de modernizare, care au cuprins, practic, sistemele principale ale agregatului, cum ar fi rotoarele turbinei, corpurile de joasă presiune, carcasele, acționarea pompei principale de ulei, sistemul de reglaj, sistemul de protecție, sistemul de măsurători speciale (vibrații, dilatări, deplasări etc.).*

*În articol sunt prezentate conceptele S.C. ICPET S.A. privind reabilitarea și modernizarea acestor turbine, modernizări care au fost aplicate în etape succesive, cu fiecare nouă aplicație adăugându-se sisteme noi și soluții de ultimă generație în domeniu.*

*Prin programe PHARE, colaborări cu firme de prestigiu pe plan mondial și eforturi proprii de cercetare s-au obținut rezultate deosebite, care s-au confirmat în exploatare.*

*Prin aceste concepte noi, nivelul științific și tehnic al S.C. ICPET S.A. permite abordarea celor mai complexe lucrări atât la turbinele care fac obiectul acestui articol, cât și la alte tipuri de turbine existente în centralele din România.*

Descriptori: denoxare, descărcare corona, impulsuri, microunde

## Generalități

Turbinele cu abur F1C 330 MW fabricate în România la S.C. GENERAL TURBO S.A. pe bază de proiect S.C. ICPET S.A. sunt turbine cu acțiune cu supraîncălzire intermediară, având o structură formată din patru corpuri (un corp de înaltă presiune, unul de medie presiune și două corpuri de joasă presiune în dublu flux) (fig.1).

Admisia aburului viu în turbină se face prin patru ventile rapide de înaltă presiune aflate sub acțiunea sistemului de protecție al turbinei, iar controlul debitului admis în turbină se realizează prin patru ventile de reglare, montate la intrarea în corpul de înaltă presiune al turbinei. Admisia aburului supraîncălzit intermediar se realizează prin două ventile rapide de medie presiune și patru ventile de reglare montate pe intrarea în corpul de medie presiune.

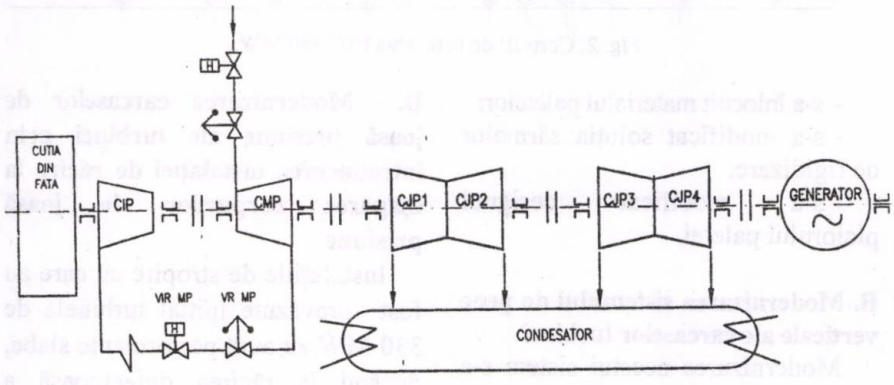



Fig. 1. Schema generală a turboagregatelor F1C 330 MW.

Linia de rotoare este susținută pe opt lagăre radiale, iar între rotoarele de înaltă și medie presiune se află lagărul axial.

Turbina este dotată corespunzător necesităților cu sistemele conexe, cum ar fi sistemul de reglaj, sistemul de protecție, sistemul de alimentare cu ulei, condensatorul, sistemul de vid, automatizarea și sistemul de măsurători speciale.

Aceste turbine sunt montate în România la centralele Rovinari, Turceni și Brăila. De asemenea au fost exportate două astfel de turbine la centrala Pucheng din China.

Turbinele de la centrala Rovinari au fost instalate și puse în funcțiune începând cu anul 1976 și au, în general, peste douăzeci de ani de funcționare, o bună parte din această perioadă funcționând în condiții foarte grele atât din punctul de vedere al exploatării, cât și al fiabilității unor componente ale echipamentului.

Funcționarea la o frecvență a rețelei electrice de 47÷48 Hz și fiabilitatea redusă a echipamentelor de automatizare au influențat negativ performanțele și economicitatea.

În plus reglajul neperformant de putere/frecvență în sistemul energetic a influențat calitatea energiei electrice produse, ceea ce a creat probleme deosebite la interconectarea cu sistemele energetice din Uniunea Europeană și celelalte țări din vecinătatea României.

## 1. Concepte ICPET privind reabilitarea și modernizarea turbinelor cu abur F1C 330 MW

S.C. ICPET S.A. este proiectantul acestui tip de turbină și ca urmare a avut preocupări permanente pentru obținerea informațiilor necesare privind comportarea în exploatare a grupurilor energetice respective.

În abordarea lucrărilor de reabilitare și modernizare, ICPET a avut în vedere următoarele:

- analiza structurii turboagregatului;

* Institutul de Cercetare și Proiectare pentru Echipamente Termoenergetice - S.C. ICPET S.A.

- date privind istoricul turboagregatului atât pe parte de fabricaţie iniţială, cât şi din punctul de vedere al evenimentelor care s-au produs în timpul exploatării curente, aleatoriu sau repetitiv;
- analiza programelor de mentenanţă existente;
- aprecierea experienţei personalului de exploatare;
- conceperea unor programe de modernizare pe baza unor cercetări proprii, a unor cooperări cu firme de prestigiu pe plan mondial şi prin participarea la programe iniţiate de Uniunea Europeană (de exemplu programele PHARE).

Amploarea modernizărilor a fost decisă în urma discuţiilor şi prezentărilor făcute la beneficiar şi pe baza caietelor de sarcini emise de acesta în momentul în care lucrările au putut fi programate.

Principalele aspecte care se tratează în continuare, reflectând modernizările aplicate cu ocazia reabilitărilor de amplasare ale grupurilor de 330 MW, sunt următoarele:

- modernizări ale unor componente principale ale turbinei propriu-zise;
- modernizarea sistemelor de reglaj şi protecţie;
- modernizarea sistemului de măsurători speciale ale turbinei.

## 2. Soluţii de modernizare

### 2.1. Modernizarea unor componente principale ale turbinei propriu-zise

**A. Redresarea funcţională a rotoarelor turbinei**

Având în vedere costul ridicat al acestor componente, cu ocazia reabilitării s-a urmărit să se realizeze, pe cât posibil, redresarea rotoarelor care au suferit deformări permanente exprimate în abateri de coaxialitate, care nu depăşesc 0, 5 la 1 mm.

Scopul acestei redresări este obţinerea unei noi axe de rotaţie, care duce la reducerea la maximum a bătăii radiale datorate deformării rotorului.

S.C. ICPET S.A. a dezvoltat o tehnologie specifică, aplicată la rotoarele turbinelor de 330 MW. Această tehnologie prevede măsurători, bătăi radiale cu comparatoare electronice şi prelucrarea pe un calculator în conformitate cu o metodologie adecvată, care furnizează datele privind prelucrările mecanice necesare.

În paralel cu modificarea axei rotorului de IP s-a modernizat şi designul discului treapta I, pentru înlăturarea riscurilor de apariţie în viitor a fisurilor .

Rotoarele de joasă presiune au fost modernizate prin schimbarea paletelor treptelor 3 şi 4 (fig. 2):

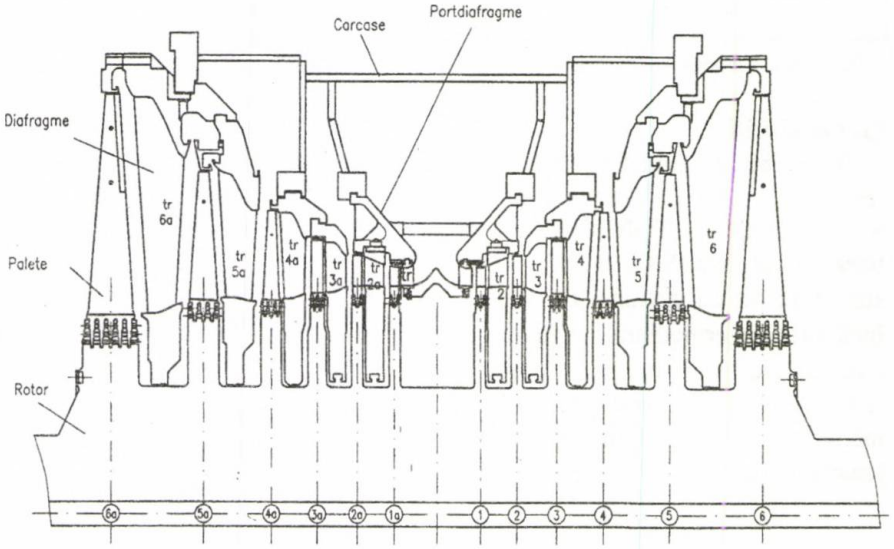



Fig. 2. Corp JP de la turbina F1C 330 MW.

- s-a înlocuit materialul paletelor;
- s-a modificat soluţia sârmelor de rigidizare;
- s-a modificat designul piciorului paletei.

**B. Modernizarea sistemului de pene verticale ale carcaselor turbinei**

Modernizarea acestui sistem s-a impus datorită dificultăţilor de demontare şi problemelor apărute în diverse centrale în timpul exploatării, cum ar fi dilatări relative excesive, crize vibratorii în cazul pornirilor din stare rece.

Modernizarea constă în realizarea unor cupluri de materiale speciale în zonele de ghidare, care evită gripajele sau blocările în timpul încălzirii turbinei în vederea pornirii.

**C. Modernizarea lagărelor turbinei**

Modernizarea lagărelor a avut în vedere următoarele:

- utilizarea unui aliaj antifricţiune superior, elaborat pornind de la metale de primă fuziune;
- îmbunătăţirea tehnologiei de turnare centrifugale;
- realizarea unei geometrii interne îmbunătăţite a cuzineţilor.

În figura 3 este reprezentată o secţiune prin lagărul ⌀ 400 al turbinei F1C 330 MW.

**D. Modernizarea carcaselor de joasă presiune ale turbinei prin introducerea instalaţiei de răcire la eşaparea corpurilor de joasă presiune**

Instalaţiile de stropire cu care au fost prevăzute iniţial turbinele de 330 MW au avut performanţe slabe, ducând la răcirea defectuoasă a carcasei.

Funcţionarea în altfel de condiţii nu este permisă, deoarece se produce descentrarea liniei de rotoare ale turbinei.

Noul sistem introdus pulverizează direct apă de răcire în fluxul

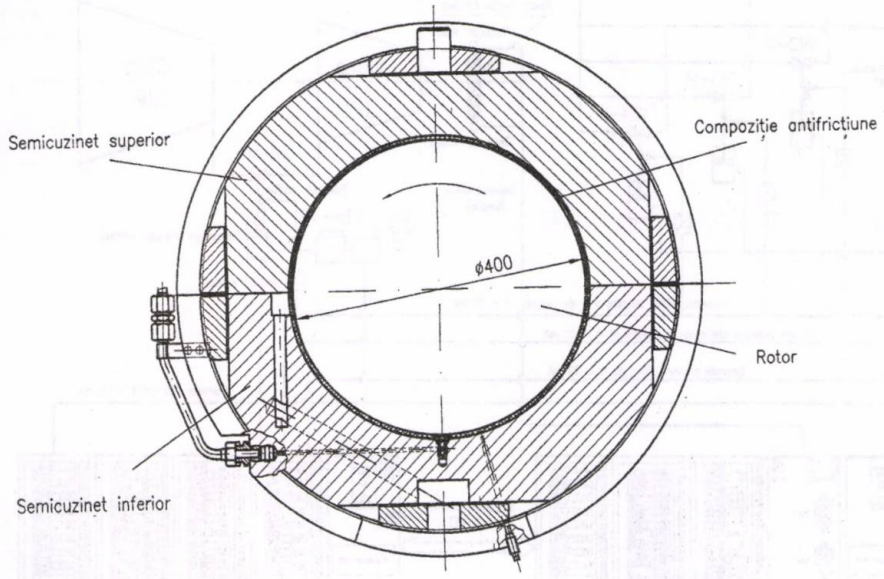



Fig. 3. Lagăr ∅ 400.

de abur la eşapare din ultimele trepte ale corpului de joasă presiune.

Pulverizarea este realizată prin nişte duze calibrate, asigurându-se o bună răcire, într-un sistem automatizat cu posibilităţi de acţionare manuală.

**2.2. Modernizarea sistemului de acţionare a pompei principale de ulei şi a sistemului de protecţie a turbinei**

Pompa principală de ulei împreună cu principalele dispozitive hidromecanice de protecţie se află instalate în cutia lagărului din faţă al turbinei. Antrenarea acesteia în sistemul existent se realizează de către rotorul IP al turbinei, prin intermediul unui angrenaj format din trei roţi dinţate, îndeplinind atât funcţia de bază, cât şi cea de protecţie a turbinei (sistemele de declanşare ale turbinei sunt amplasate pe cele două linii paralele de rotaţie).

Numeroasele probleme de exploatare au impus modernizările următoare:

- modificarea sistemului de lăgăruire al antrenării pompei principale de ulei;
- realizarea izolării electrice a rotorului de IP faţă de angrenaje şi pompa de ulei;
- realizarea unui grad de libertate superior al transmisiei mecanice, evitându-se astfel transmiterea deformaţiilor eventuale ale rotorului IP la roţile dinţate şi la pompă;
- înlocuirea sistemului de protecţie existent cu unul nou cu performanţe superioare.

Principiile de concepţie ale noului sistem de protecţie sunt următoarele:

- noul sistem de protecţie rămâne mecano-hidraulic;
- organele de oprire ale turbinei comandată pe principiul "tot sau nimic" prin căile de protecţie opresc ireversibil turbina când fie funcţionarea în continuare este periculoasă pentru integritatea acesteia, fie oprirea este voită;
- modul de funcţionare a componentelor sistemului de protecţie duce, la închiderea organelor de admisie a aburului în turbină, la lipsa tensiunii motrice pe interfaţa electrică a sistemului (funcţionare cu curent de repaos);
- concepţia componentelor evită apariţia blocărilor atât prin soluţii mecanice specifice, cât şi prin teste periodice profilactice on-line;
- introducerea unei linii de siguranţă suplimentară pe două căi redundante, care acţionează direct pe uleiul de înaltă presiune de acţionare a vanelor de oprire ale turbinei;
- introducerea în paralel a unui sistem electronic de protecţie la supraturare, cu două praguri de declanşare.

**2.3. Modernizarea sistemului de reglaj al turbinelor**

Principalele elemente ale modernizărilor aplicate sunt următoarele:

- implementarea unui regulator electronic digital cu automate programabile;
- configurarea software-ului procesului de reglare;
- realizarea unui software de ajustare a parametrilor de lucru;
- introducerea unui modul de comandă;
- concepţia şi implementarea unui sistem hidraulic format din servomotoare de reglare modernizate pentru acţionarea ventilelor de reglare IP, respectiv MP, conversie electrohidraulică în două trepte, un sistem de acumulatoare hidraulice pentru realizarea dinamicii impuse sistemului şi adaptarea corespunzătoare a turbinei şi circuitelor de ulei aferente;
- concepţia şi implementarea unui sistem de instrumentaţie şi aservire format din bucle de aservire de poziţie pe cremalierele de acţionare a ventilelor de reglare IP, respectiv MP, bucle de aservire pe distribuitoarele servomotoarelor IP respectiv MP, bucle de măsură pentru presiunea aburului supraîncălzit, presiunea aburului după prima treaptă de reglare IP, presiunea aburului supraîncălzit intermediar, presiunea aburului la eşaparea corpului IP, măsurarea puterii electrice la bornele generatorului;
- concepţia şi implementarea instrucţiunii de pornire a turboagregatului din stare rece, semicaldă şi caldă şi realizarea interfeţei cu camera de comandă şi sistemul de reglaj al blocului.

Schema de principiu a noului sistem de reglare este reprezentată în figura 4.

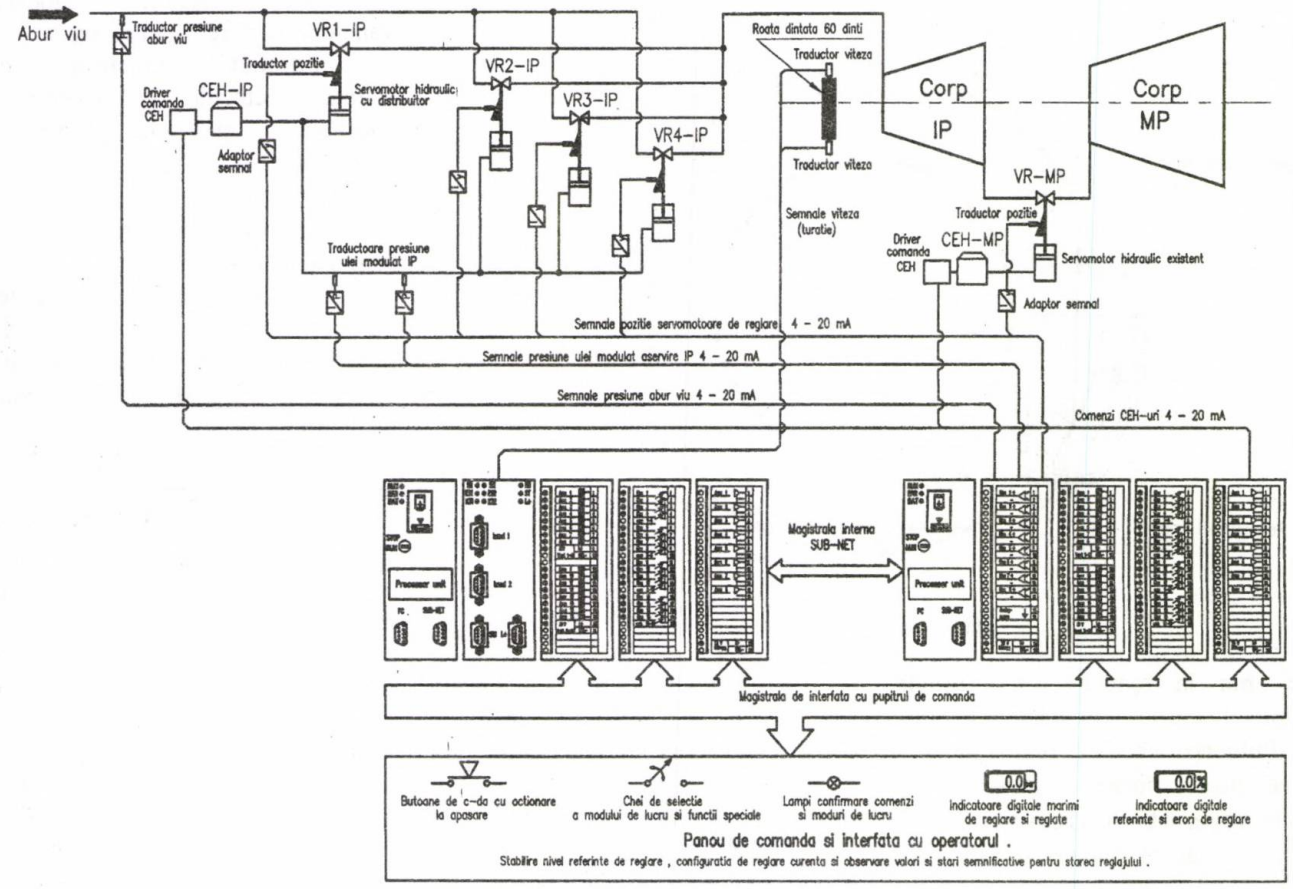



Fig. 4. Schema generală a sistemului de reglare TA 330 MW.

Funcţiile noului sistem de reglaj sunt următoarele:

- ridicarea în turaţie de la turaţia virorului la turaţia de mers în gol (manual şi automat);
- reglarea turaţiei în regim de mers în gol;
- încărcarea în sarcină conform gradienţilor specifici;
- participarea la reglajul primar de frecvenţă;
- reglaj prin consemn extern (telereglaj);
- limitare de presiune IP şi MP;
- test real de supraturare.

Performanţele principale ale noului sistem de reglaj sunt următoarele:

- domeniul de lucru între 0÷4000 rot/min;
- rezoluţia de poziţionare a servomotorului mai mică de 0,5 % din cursa nominală;
- timpii de închidere ai servomotorului circa 0,3 s;
- statismul la mers în gol: 10 % ajustabil;
- insensibilitatea faţă de variaţiile de frecvenţă din reţea mai mici de 20 mHz;
- delestare/insularizare asigurate de la 100 % din sarcina nominală;
- viteza atinsă după delestarea de 100 % sarcină a fost realizată cu o creştere la 108 % din turaţia nominală.

## 2.4. Modernizarea sistemului de alimentare cu ulei între ungere şi reglaj

Modernizările la acest sistem s-au făcut în strictă corelare cu celelalte sisteme modernizate, şi constau din:

- mărirea timpului de staţionare a uleiului în rezervorul de ulei în scopul îmbunătăţirii dezaerării şi separării apei din ulei prin mărirea volumului rezervorului de ulei şi modificarea aranjamentului pompelor;
- filtrarea integrală a uleiului de reglaj;
- introducerea unei baterii de acumulatoare hidraulice pentru asigurarea debitelor de ulei în regimurile tranzitorii;
- adaptarea corespunzătoare a circuitului de ulei;
- implementarea unui model îmbunătăţit de ventilator de aspiraţie a vaporilor de ulei, cu separator de picături;
- modernizarea sistemului de electropompe de ulei de ridicare rotoare prin montarea unui filtru dublu de ulei pe aspiraţie şi introducerea unor supape de suprapresiune pe fiecare lagăr.

Sistemul de alimentare cu ulei cuprinzând noul rezervor de ulei, sistemul de pompe, filtre şi conducte de ulei este reprezentat în figura 5.

## 2.5. Modernizarea sistemului de măsurători speciale al turbinei

Dintre măsurătorile speciale ale turboagregatului fac parte măsu-

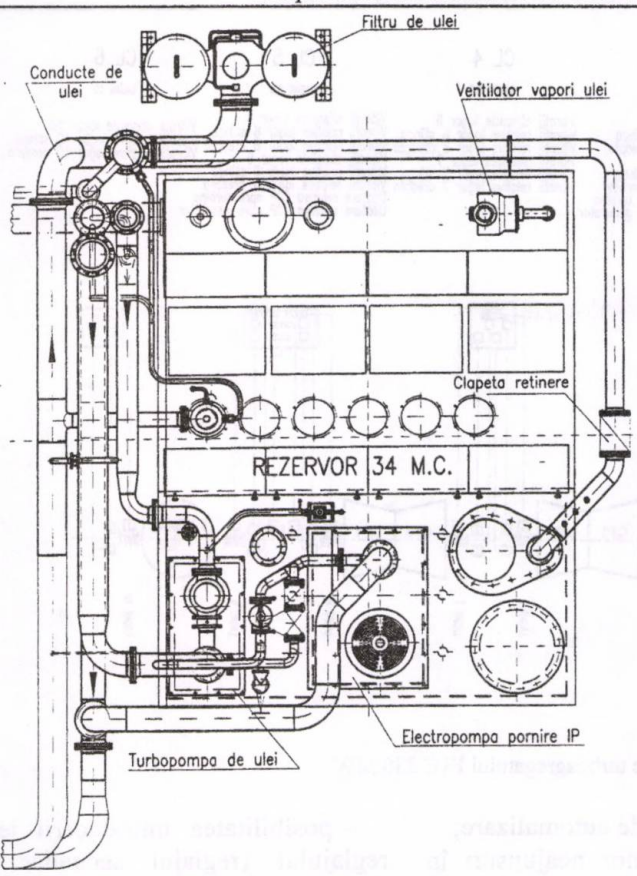



Fig. 5. Sistem de alimentare ungere şi reglaj al turboagregatului F1C 300 MW.

rătorile de: vibraţii, dilatări relative, dilatări absolute, excentricitate, deplasare axială, unghi de fază, turaţie.

La turboagregatele de 330 MW supuse modernizării s-au prevăzut aceste măsurători cu traductoare de proximitate, fără contact cu rotorul şi fără piese în mişcare, provenite de la firmă străină specializată în astfel de măsurători.

Reînzestrarea turboagregatului cu acest nou sistem de măsurători implică o regândire a posibilităţiilor oferite de aparate faţă de nevoile crescânde în supravegherea şi diagnosticarea maşinilor. Schema de amplasare este prezentată în figura 6.

Traductoarele s-au montat în cutiile lagărelor, exceptând traductoarele de dilatare absolută ale corpurilor de înaltă presiune (CIP) şi de medie presiune (CMP), care măsoară dilatarea carcaselor în raport cu fundaţia, respectiv cutia lagărului din faţă şi cutia intermediară, care, la rândul lor, sunt fixate pe fundaţie. Celelate traductoare sunt:

**Cutia din faţă:**

(lagăr 1)
- vibraţii relative stânga
- vibraţii relative dreapta
- dilatare relativă CIP (două traductoare diferenţiale)

**Cutia intermediară:**

- lagăr 2:
  - vibraţii relative stânga
  - vibraţii relative dreapta
  - vibraţii absolute stânga
- lagăr 3:
  - vibraţii relative stânga
  - vibraţii relative dreapta
  - vibraţii absolute stânga
- lagăr axial:
  - deplasare axială
  - keyfazor (unghi de fază)
  - excentricitate
- lagăre 4:
  - vibraţii relative stânga
  - vibraţii relative dreapta
  - vibraţii absolute stânga
- lagăr 5:
  - vibraţii relative stânga
  - vibraţii relative dreapta
  - vibraţii absolute stânga
  - dilatare relativă CIP (două traductoare diferenţiale)
- lagăr 6:
  - vibraţii relative stânga
  - vibraţii relative dreapta
  - vibraţii absolute stânga
- lagăr 7:
  - vibraţii relative stânga
  - vibraţii relative dreapta
  - vibraţii absolute stânga
- lagăr 8:
  - vibraţii relative stânga
  - vibraţii relative dreapta
  - vibraţii absolute stânga
  - dilatare relativă CIP (două traductoare diferenţiale)
- lagăr 9 (generator):
  - vibraţii relative stânga
  - vibraţii relative dreapta
  - vibraţii absolute stânga
- lagăr 10 (generator):
  - vibraţii relative stânga
  - vibraţii relative dreapta
  - vibraţii absolute stânga

Traductorul necesită cabluri speciale de legătură de înaltă frecvenţă rezistente la ulei şi temperatură, până la cutiile de proximitoare. Ieşirea cablurilor din cutiile lagărelor şi eventuala lor interconexiune se realizează prin intermediul unor presetupe speciale şi cutii de conexiune între cutiile de proximitoare şi rastelele din CCT, cu cabluri trifilare ecranate procurate din industria autohtonă.

Rastelele din CCT s-au montat într-un dulap separat. Fiecare rastel este prevăzut cu: alimentatoare, cartele de interfaţă. Monitoarele primesc semnal de la traductoare, pe care îl transformă în curent de 4÷20 mA şi în limbajul calculatorului (Windows'98), care dau semnalizare preventivă şi de declanşare.

Releele preiau semnalizările preventive şi de declanşare şi le adaptează la circuitele externe.

S-a procurat de la furnizorul extern şi programul de achiziţie de

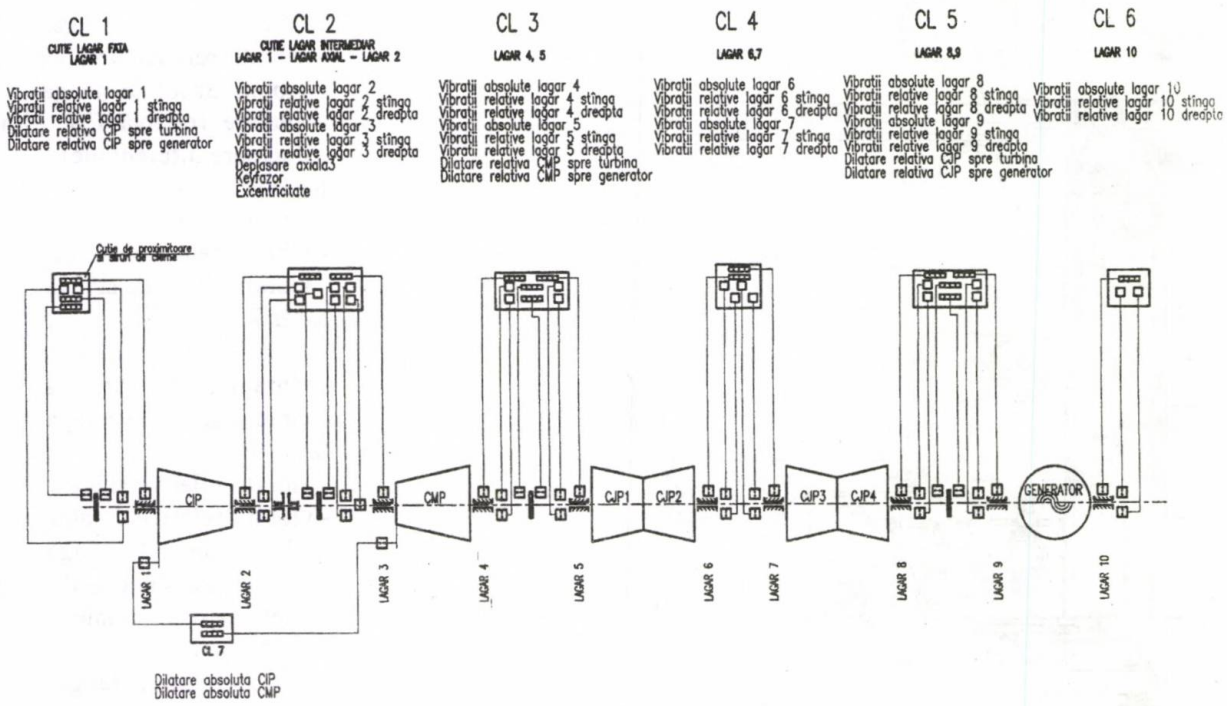



Fig. 6. Măsurătorile speciale ale turboagregatului F1C 330 MW.

date şi afişare pe un Personal Computer şi se are în vedere şi achiziţionarea hardului şi softului pentru diagnosticare.

Grupul a fost pornit cu noile aparate de măsură cu rezultate bune. Interpretarea valorilor obţinute la măsurătorile de vibraţii urmează să se realizeze după procurarea şi experimentarea aparatelor necesare diagnosticării.

## Concluzii

Modernizările prezentate în acest articol au fost aplicate, în totalitate sau parţial, la grupurile nr. 4, 5 şi 6 din centrala Rovinari. Printre principalele beneficii ale modernizărilor se pot enumera:

- grad crescut de automatizare;
- eliminarea unor neajunsuri în exploatare, care influenţau eficienţa şi disponibilitatea grupurilor de 330 MW;
- disponibilitate mărită (de exemplu grupul 5 Rovinari a realizat o disponibilitate de circa 98 % în anul 2000);
- fiabilitate mărită;
- funcţionare în zona puterii nominale a grupului cu eficienţă maximă a echipamentelor componente;
- mentenanţă îmbunătăţită;
- creşterea calităţii energiei electrice produse prin îndeplinirea cerinţelor normelor Europene UCTE;
- posibilitatea introducerii telereglajului (reglajul secundar de putere/frecvenţă);
- prin antrenarea pompei principale de ulei de către rotorul de IP al turbinei se asigură autonomia de funcţionare a sistemelor de reglare şi de ungere ale turbinei;
- geometria performantă a lagărelor turbinei şi realizarea unei axe corecte de rotaţie a liniei de rotoare asigură creşterea eficienţei mecanice şi funcţionale a turbinei.

Realizarea în ţară a principalelor lucrări, precum şi asigurarea din import numai a unor componente de înaltă performanţă a condus la soluţii optime din punct de vedere tehnic şi economic.

**Referent: prof. dr. ing. Lucian Mihăescu – Facultatea de Inginerie Mecanică, UPB**

**(Primit la 11 iunie 2001, acceptat la 25 iunie 2001)**

# Evoluţie şi perspective în fabricaţia aparatajului electric de înaltă tensiune la S.C. Electroputere S.A.

ing. Constantin PISTOL*
ing. Dumitru CATRINA*
ing. Doina GHINDEANU*

*În lucrare se prezintă evoluţia aparatajului electric de înaltă tensiune la S.C. Electroputere S.A. în corelare cu cerinţele sistemului energetic naţional, precum şi orientările în perioada următoare, ţinând seama de noile condiţii de piaţă şi de nivel tehnic.*

*Se insistă asupra nivelului tehnic actual al echipamentelor.*

Descriptori: construcţii de maşini, aparataj electric, înaltă tensiune

## Introducere. Scopul lucrării

În ultimii ani de economie de piaţă, evoluţia aparatajului electric de înaltă tensiune s-a produs în relaţie directă cu necesităţile sistemului electroenergetic şi cu solicitările primite de pe pieţele externe.

Lucrarea are ca scop prezentarea evoluţiei aparatajului electric în ultimii 10 ani, a stadiului actual şi a prognozei în perioada următoare.

## 1. Consideraţii generale

Referindu-ne la perioada 1990-2001 se pot remarca următoarele :

1. Pe piaţa externă volumul vânzărilor de produse noi se menţine relativ constant; pe piaţa internă principalii beneficiari, S.C. Electrica S.A., S.C. Transelectrica S.A., S.C. Hidroelectrica S.A. şi C.N. Termoelectrica S.A., determină direcţiile tehnice de echipare a sistemului energetic.

Programele de reabilitare a echipamentelor din exploatare nu au putut fi neglijate, deoarece înlocuirea acestora cu echipamente noi, performante, presupune investiţii mari din partea beneficiarilor, care nu întotdeauna preferă această ultimă variantă. Conjunctura economică a impus menţinerea şi perfecţionarea activităţii de reparaţii (retrofituri) la echipamentele livrate anterior.

2. Este important de subliniat că S.C. Electroputere S.A. nu mai deţine exclusivitate în livrările de aparataj electric către sistemul electroenergetic, unde în ultimii ani concurenţa a devenit extrem de dură, datorită apariţiei unor firme de vârf ca: ABB, SIEMENS, ALSTOM, care au avantajul recunoaşterii internaţionale [1, 2] şi mai multe facilităţi: credite internaţionale, "credit furnizor ".

Alinierea la standardele internaţionale implică, în cel mai fericit caz, refacerea din mers a unor probe, problemă presantă pentru fabricant, dificil de rezolvat atât din punct de vedere tehnic, cât şi financiar. Exemple: solicitările speciale legate de rezistenţa la seism, compatibilitatea electromagnetică etc. în contextul integrării României pe piaţa europeană.

Cu toate dificultăţile întâmpinate în prezent, gama de produse, parametrii şi varietatea construcţiilor fac posibilă menţinerea în această competiţie. Legătura directă şi permanentă cu specialiştii energeticieni, care dispun de strategii de modernizare şi reabilitare a instalaţiilor electrice şi de datele tehnice ale echipamentelor necesare, este foarte importantă şi trebuie menţinută.

Evoluţia în această perioadă a avut ca principale orientări: extinderea utilizării gazului $SF_6$, construcţii noi sau modernizate adaptate la cerinţele funcţionale şi parametrii tehnici (curent de scurtcircuit mărit, anduranţă mecanică şi electrică mărită etc.), alinierea la standarde, utilizarea de materiale, componente electrice şi mecanice performante, aplicarea Sistemului de asigurarea calităţii, implementat conform ISO 9001 etc. [3, 6].

## 2. Nivelul tehnic actual al echipamentelor

*Întrerupătoare*

S-au modernizat construcţiile de întrerupătoare care utilizează gazul $SF_6$ ca mediu izolant şi ca mediu de comutaţie, prin: perfecţionarea mecanismelor de acţionare, creşterea curentului de scurtcircuit, creşterea anduranţei electrice şi mecanice. Aparatele au fiabilitate ridicată, prezintă siguranţă în exploatare şi necesită costuri minime de instalare şi întreţinere [4].

În prezent se produc întrerupătoare cu $SF_6$ de interior tip HF de 12-24 kV; 1250-2500 A; 31,5-25-16 kA, acţionate cu mecanisme cu arcuri tip DAR-4 respectiv DAR-5 (fig. 1), respectiv întrerupătoare cu $SF_6$ de exterior tip H14; H24; H42 : 145-245-420 kV; 2500 A; 31,5-40 kA, acţionate cu sisteme hidraulice modulizate, compacte, tip SH (fig. 2), care îndeplinesc noile cerinţe ale CEI şi pot înlocui întrerupătoarele vechi existente în staţii sau centrale electrice [5].

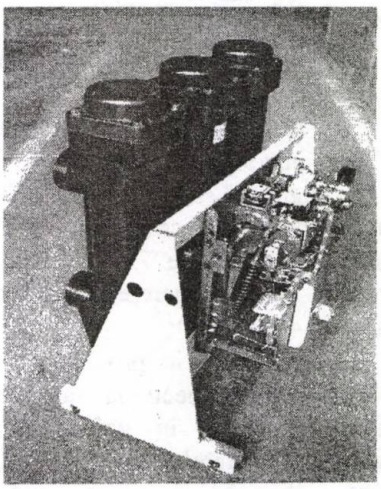


Fig. 1. Întrerupător tip HF cu DAR-5.

* S.C. Electropurere S.A. Craiova

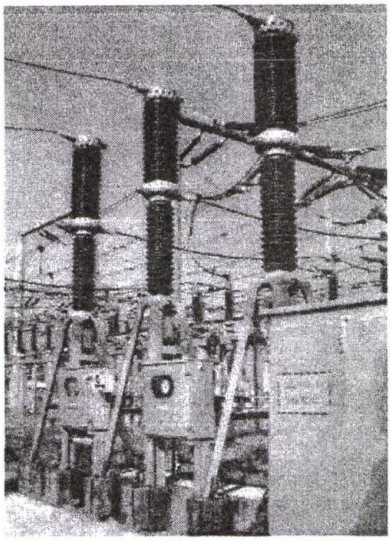


Fig. 2. Întrerupător tip H14 cu SH.

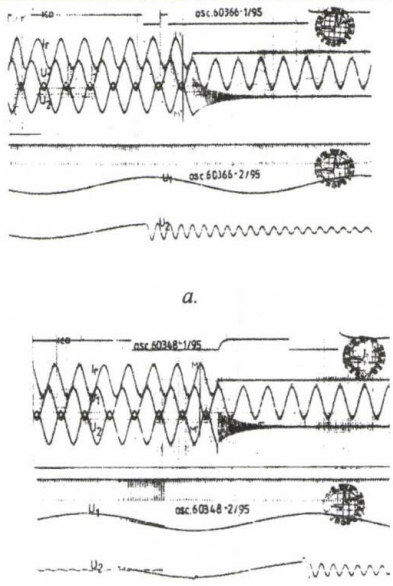
Întrerupătoarele sunt prevăzute cu sisteme de monitorizare/avertizare permanentă asupra parametrilor de stare: densitatea gazului $SF_6$, presiunea şi nivelul uleiului, presiunea azotului etc.

Trei dintre performanţele acestei game trebuie evidenţiate :

- în domeniul anduranţei mecanice s-a reuşit trecerea de la clasa M1 ( 2000 cicluri ID) la clasa M2 (10000 cicluri ID), inclusiv la întrerupătoarele cu $SF_6$ cu tensiuni nominale înalte (245-420 kV);
- atestarea prin probe a funcţionării în regimuri speciale – deconectarea curenţilor bobinelor de compensare de 145 şi 420 kV - în condiţiile:
  - factorul de supratensiune $Ka = \frac{U_{ma}}{U_s} \leq 1{,}56$,
  - reaprinderi simple de maximum 0,4 ms,
  - fereastra de reaprindere de maximum 6 ms.

În figura 3 se prezintă oscilograme tipice cu deconectarea pentru unghiul de fază de 72 grade electrice la întrerupătoarele IO-420 kV (a) şi H-420 kV (b);

- atestarea prin probe a funcţionării la deconectarea sarcinilor capacitive (linii în gol, cabluri, baterii) la aparatele de 72,5-420 kV pentru clasa c1 cu nivelul supratensiunilor 2,3 u.r.



*a.*

*b.*

Fig. 3.

*Separatoare*

S-au introdus în fabricaţie noile generaţii de separatoare, şi anume :

-separatoare de interior tripolare tip IT-ITP, 12-36 kV; 400-800 A; 31,5 kA cu izolatoare din răşină sau din porţelan (fig. 4);

- separatoare de exterior tripolare tip ET-ETP, 12-24 kV; 400-800 A; 16 kA (fig. 5), cu izolatoare din răşină sau porţelan, destinate să înlocuiască separatoarele STEno-STEPno 12-24 kV existente;

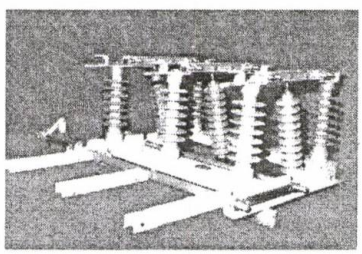


Fig. 4. Separator tip ITP 24 kV.

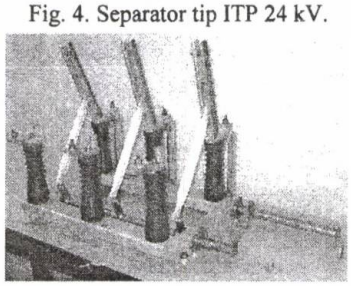


Fig. 5. Separator tip ETP 24 kV.

- separatoare rotative orizontale cu sau fără cuţite de legare la pământ, în construcţie monopolară, tip ROM, sau tripolară, tip ROT, 123 kV; 2000 A; 40 kA-3 s (fig. 6), acţionate cu dispozitive tip DE 100 (fig. 8);

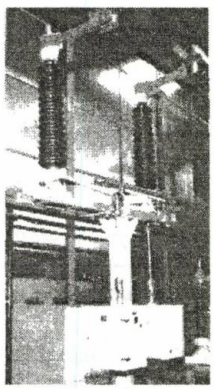


Fig. 6. Separator tip ROM-123 kV.

- separatoare rotative orizontale cu sau fără cuţite de legare la pământ, în construcţie monopolară, tip ROM, 245 kV; 2000A; 40 kA-3 s (fig. 7), acţionate cu dispozitive tip DE 100;
- separatoare rotative verticale cu sau fără cuţite de legare la pământ, tip RV, 420 kV; 3150 A; 50 kA (fig. 9) acţionate cu dispozitive tip DE 100.

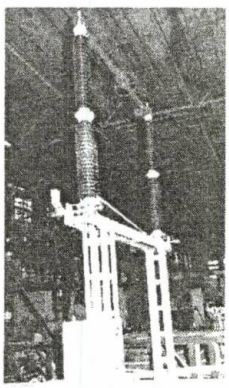


Fig. 7. Separator tip ROM – 245 kV.

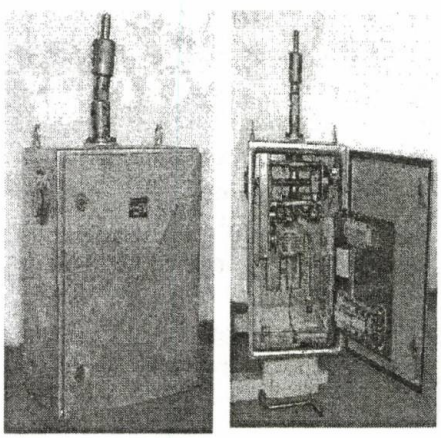


Fig. 8. Dispozitiv de acţionare tip DE 100.

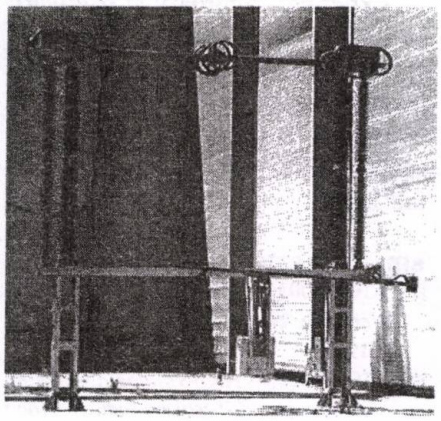


Fig. 9.Separator tip RV-420 kV.

Totodată, sunt în curs de finalizare a asimilării:

- separatoare de exterior tripolare cu senzori de curent şi tensiune incluşi, tip ETS 24 kV- 400 A (fig.11), acţionate manual sau prin telecomandă - cu mecanisme cu gaze inerte (fig. 10);

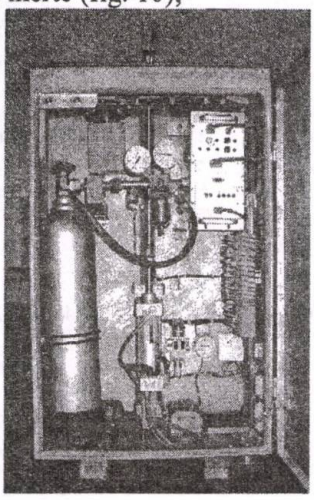


Fig. 10. Mecanism cu gaze inerte.

Fig. 11. Separator tip ETS 24 kV.

- separatoare tripolare de exterior de sarcină, în aer, tip STES 24 kV; 400 A (fig. 12), acţionate prin telecomandă - cu mecanisme cu gaze inerte;

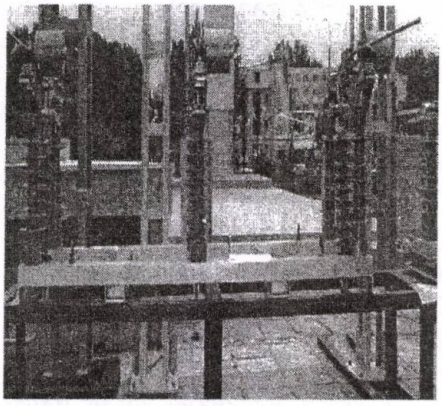


Fig. 12. Separator de sarcină tip STES 24 kV.

Noua generaţie de separatoare asigură cerinţele recente ale reţelelor electrice şi prezintă siguranţă mărită în funcţionare. Schimbarea mecanismelor de acţionare cu altele mai puternice şi mai performante este un avantaj şi se poate aplica şi la separatoarele de tip vechi existente în staţii.

*Transformatoare de măsurare*

În domeniul transformatoarelor de măsurare, S.C. Electroputere S.A. livrează o varietate foarte mare de transformatoare de curent şi tensiune de la 0,5 la 420 kV, în construcţii diverse şi pentru diferite situaţii de montaj în reţea.

Astfel, în paralel cu adaptarea construcţiilor existente la cerinţele beneficiarilor, au fost introduse în fabricaţie noile tipuri de transformatoare de măsurare cu izolaţie în $SF_6$ pentru tensiunea de 123 kV, urmând ca acest sistem de izolaţie să fie extins până la tensiunea de 420 kV.

Caracteristicile constructiv – funcţionale ale transformatoarelor de măsurare cu $SF_6$, care le conferă superioritate faţă de cele cu izolaţie hârtie-ulei sunt : lipsa pericolului de incendiu, soluţie nepoluantă, cheltuieli reduse de întreţinere, nealterarea sistemului de izolaţie, funcţionare chiar şi la pierderea presiunii gazului $SF_6$ până la presiunea atmosferică, remediere uşoară în fabricaţie sau în funcţionare şi altele.

În figurile 13, 14 şi 15 se prezintă noile tipuri de transformatoare de măsură cu $SF_6$.

Fig. 13. Transformator de curent tip CEH 123.

Fig. 14. Transformator de tensiune tip TEH 123.

Fig. 15. Transformator combinat tip CTEH 123.

## Celule electrice prefabricate de medie tensiune

În domeniul celulelor electrice prefabricate de medie tensiune, fabricaţia acestora, existentă până nu de mult la alte întreprinderi, a fost preluată la S.C. Electroputere S.A. Astfel, s-au executat şi livrat celule cu întrerupătoare cu comutaţie în $SF_6$ sau vid, de 12-24 kV (fig. 16), cu diverse echipări primare sau secundare, în funcţie de solicitările beneficiarilor. În prezent, se duce o activitate susţinută pentru executarea a cât mai multor componente ale celulelor în cadrul S.C. Electroputere S.A.

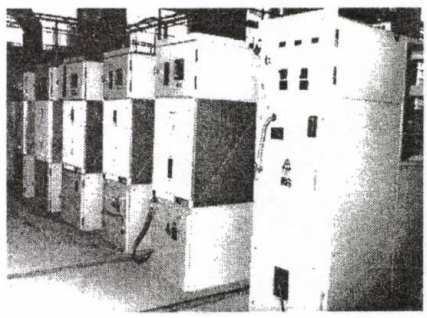


Fig. 16. Celule cu întrerupătoare cu vid tip GEEP 24 kV.

## 3. Perspective în fabricaţia aparatajului electric de înaltă tensiune

Având în vedere faptul că în viitor concurenţa în domeniul aparatajului electric de înaltă tensiune va fi din ce în ce mai dură şi mulţi fabricanţi vor fi eliminaţi de pe piaţă, aşa cum s-a întâmplat în fostul bloc estic, menţinerea S.C. Electroputere S.A. pe piaţă se va putea realiza numai în condiţiile în care se rezolvă şi priorităţile propuse pentru perioada imediat următoare.

Electroputere are următoarele priorităţi în perspectiva dezvoltării şi menţinerii pe piaţa aparatajului electric de înaltă tensiune :

- implementarea tehnicii vidului la: întrerupătoare, contactoare, separatoare de sarcină de medie tensiune, apoi la celule electrice prefabricate;
- implementarea echipamentelor secundare digitale în cadrul celulelor; execuţia, pe partea de echipament primar, a cât mai multor tipo-variante de aparate necesare;
- optimizarea tehnologiei $SF_6$ pe partea de tensiune înaltă, de la 72,5 kV la 420 kV;
- încadrarea transformatoarelor de măsurare în clasă de precizie specială (0,2 S) în conformitate cu standardul internaţional IEC 60044-1;
- utilizarea izolatoarelor de tip compozit (pânză de sticlă + cauciuc siliconic) la transformatoarele de măsurare;
- realizarea seriei noi de transformatoare de tensiune capacitive 123-420 kV utilizând materiale electroizolante moderne (folii sintetice, ulei sintetic) şi izolatoare din materiale compozite;
- diversificarea construcţiilor de mecanisme de acţionare pentru aparatajul electric;
- perfecţionarea sistemelor de comutaţie la separatoarele de 245-420 kV privind comportarea în regimuri speciale, pentru a corespunde normelor IEC 1128 şi IEC 1129 ;
- experimentarea utilizării la întrerupătoare a amestecului $SF_6$-$N_2$ pentru a putea face posibilă funcţionarea acestora la temperaturi scăzute.

Experienţa abordării şi rezolvării cerinţelor de produse în domeniul aparatajului electric de înaltă tensiune constituie o tradiţie şi are la bază capacitatea tehnică a specialiştilor din proiectare şi fabricaţie.

**BIBLIOGRAFIE**


[1] IEC 60056 - *High-voltage alternating current circuit-breakers*, 5th Edition, 1999.

[2] IEC 61233 - *High-voltage alternating current circuit-breakers inductive load switching*, First Edition, 1994.

[3] Holm, A. et al. *Explotation des manevre controlees des reactance, condensateurs, transformateurs et lines*, CIGRE sesion 1990, 26 Aout-1er Septembre.

[4] Catrina, D., Pistol, C., Chelan, C. *Reducerea supratensiunilor de comutaţie a reactoarelor de compensare prin utilizarea întrerupătoarelor cu $SF_6$ 123 ÷ 420 kV şi a acţionării hidraulice tip SH.* În vol. Al VI-lea Simpozion Naţional TTI 99, Bucureşti 1999.

[5] Janssen, A.L.J. et al. *Final report of the Second International Enquiry on High Voltage Circuit-breakers Failures and Defects in Service*, CIGRE WG13.06 Paris, 1994.


**(Primit la 4 iunie 2001, acceptat la 24 iunie 2001)**

# Tehnologii noi privind construcţia robinetelor energetice

dr. ing. Lucian DINESCU*
ing. Vasile DUŢĂ*
ing. Nicoleta COSTACHE*
ing. Nicolae BUCUR**
ing. Ghiorghe IONIŢĂ**
ec. Alexandru MILEA***

*Lucrarea constă în stabilirea tehnologiei de fabricaţie a robinetelor industriale prin înlocuirea procedeelor de fabricare prin forjare cu procedee de fabricare prin turnare, în scopul creşterii performanţelor acestora şi reducerii consumului de material şi energie.*

*Cercetările au fost axate pe două direcţii principale:*

- *găsirea unor mărci de oţel turnat, care să corespundă factorilor presiune (40 MPa) – temperatură (peste 540$^0$C), cerinţe legate de funcţionarea în condiţii de siguranţă şi fiabilitate a robinetelor utilizate în centralele energetice clasice;*
- *realizarea unor tehnologii fiabile de fabricare a unor robinete energetice, prin trecerea de la varianta forjată la varianta turnată, cu evidente avantaje economice:*
  - *economie de metal – 140 %;*
  - *preţ de cost mai mic cu 166 %.*

Descriptori: robinet energetic, presiune nominală, temperatură maximă admisibilă, diametru nominal, corp robinet, oţel, fluaj admisibil, elemente de aliere, modificatori, preţ de cost

## Introducere

Dispozitivele speciale montate pe conducte, recipiente şi instalaţii destinate transportului, depozitării sau distribuirii fluidelor, cu scopul de a închide, deschide, reţine, distribui, dirija curgerea fluidelor sau pentru a controla şi regla parametrii fluidelor respective, poartă denumirea de "armături".

Termenul utilizat în ţara noastră pentru aceste dispozitive este împrumutat din limba germană "Armaturen". Ţările anglo-saxone utilizează termenul "Valves", iar ţările francofone termenul "Appareils de robinetterie".

După anul 1989, ASRO a elaborat standardul SR EN 736-1 de terminologie, preluând termenul generic "aparate de robinetărie" din limba franceză. În lucrarea de faţă am utilizat termenul standardizat de "robinet".

Având un regim de lucru deosebit de sever, prin comparaţie cu conductele, robinetele sunt considerate componente "consumabile" ale sistemului de transport. Din aceste considerente se desprinde grija cu care trebuie tratate robinetele industriale, atât în faza de concepţie, cât şi în faza de execuţie, calitatea lor conducând în mod direct la:

- reducerea costurilor în exploatare;
- creşterea siguranţei şi protecţiei personalului de deservire;
- reducerea posibilităţilor de emisie şi deversare în mediul înconjurător a unor factori poluanţi.

Robinetele energetice, utilizate în centralele termoelectrice clasice, pe circuite care vehiculează apă şi abur la presiuni de maximum 40 MPa (400 bar) şi temperaturi de maximum 570$^0$ C, au câteva elemente specifice de care trebuie să se ţină seama:

- realizarea din materiale rezistente la temperaturi înalte;
- datorită vitezelor mari de circulaţie a fluidului de lucru şi temperaturilor ridicate, suprafeţele cuplului de etanşare sunt supuse la deteriorare prin eroziune şi cavitaţie, motiv pentru care se încarcă cu aliaje dure;
- garniturile corp-capac fiind supuse unor regimuri de lucru foarte severe, vor fi pe cât posibil metaloplastice sau din grafit expandat.

Deşi din punct de vedere constuctiv şi al rolului funcţional există o varietate mare de tipuri de robinete energetice, din punctul de vedere al tehnologiilor de execuţie a corpului există doar două variante: forjată şi turnată. În termocentralele din România se regăsesc ambele variante de robinete energetice, dar în ţară se execută doar varianta forjată.

Termocentralele construite în anii '50-'70 după proiecte sovietice sunt echipate cu robinete energetice în varianta turnată.

Termocentralele construite după anii '70 după proiecte germane (grupurile de 330 MW) sau româneşti (grupurile mici până la 150 MW) sunt echipate atât cu robinete de import vest, cât şi cu robinete executate în ţară, dar în varianta de corp robinet forjat.

Lucrarea prezintă tehnologii noi privind construcţia robinetelor energetice în general şi detaliază rezultatele cercetărilor făcute de autori în scopul reducerii consumului de materiale şi energie, al creşterii performanţelor acestora, prin înlocuirea procedeului de forjare cu procedeul de fabricare prin turnare.

Lucrarea face parte din programul naţional Relansare economică prin cercetare şi inovare (RELANSIN) – Subprogramul 2- Relansare economică prin integrare de tehnologii, produse şi servicii - RELANSIN - INTEGRARE - Proiecte complexe.

Cercetările au fost axate pe două principale direcţii:

- găsirea unor mărci de oţel turnat, care să corespundă factorilor presiune–temperatură, cerinţe legate de funcţionarea în condiţii de siguranţă şi fiabilitate a robinetelor utilizate în centralele energetice clasice;
- realizarea unor tehnologii fiabile de fabricare a unor robinete energetice prin trecerea de la varianta forjată la varianta turnată.

* INTEC SA Bucureşti
** CEPROAR Târgovişte
*** SC UPET Târgovişte

## 1. Consideraţii pe plan internaţional şi naţional

În domeniul producerii robinetelor energetice se înregistrează următoarele tendinţe:

- utilizarea procedeelor de turnare şi de forjare pentru realizarea robinetelor energetice;
- aliajele din care sunt executate, precum şi materialele utilizate pentru acoperirea prin sudură a suprafeţelor de lucru ale robinetelor energetice, în scopul îmbunătăţirii unor parametri funcţionali, sunt strict stabilite (prin standarde sau norme ale producătorilor) în funcţie de temperatură, viteza fluidului energetic şi de presiunea de lucru.

Sunt cunoscute realizările firmelor de prestigiu care îşi desfăşoară activitatea în domeniul realizării de robinete energetice, cum ar fi: Dresser Industrie Inc. din SUA, Babcock Werke din Germania, Celiabenergoremont din Rusia etc.

Pe plan intern există o îndelungată tradiţie în realizarea prin turnare a armăturilor industriale pentru industria de utilaj petrolier, chimică sau industria energetică. Au fost realizate, de asemenea, vane pentru energetica nucleară (fabricaţia de apă grea) în variantă turnată, rod al colaborării între S.C. INTEC S.A. Bucureşti şi UPET Târgovişte.

Valorile presiunilor de lucru, corespunzătoare temperaturilor de lucru, pentru diverse materiale utilizate în construcţia armăturilor din România sunt cele din STAS 2250-73. Din analiza acestui standard, precum şi din normele proprii ale unor producători interni rezultă că până în prezent nu există un material turnat care să satisfacă cerinţele de presiune şi temperatură (>450$^0$C) frecvente într-o centrală energetică clasică.

Dintre producătorii interni importanţi de armături se pot aminti: UPET Târgovişte, IAIFO Zalău, UPETROM Ploieşti, UZTEL Ploieşti, TURNĂTORIA CENTRALĂ Câmpina, UPRUC Făgăraş (pentru armături de oţel), ROBINETE INDUSTRIALE Bacău şi IAIFO Zalău (pentru armături din fontă).

## 2. Caracteristicile materialelor pentru robinetele energetice

Calitatea materialelor folosite la realizarea unei maşini sau construcţii determină, alături de *concepţia de proiectare* şi *tehnologia de fabricaţie*, nivelul *performanţelor tehnico-economice* pe care aceasta le poate atinge.

În ţara noastră, ca de altfel şi în alte ţări, proiectantul are întreaga responsabilitate pentru asigurarea unor performanţe satisfăcătoare ale piesei pe care o concepe.

În alegerea materialului, proiectantul trebuie să selecteze soluţia optimă, având în vedere unul sau mai multe din următoarele considerente:

- valorificarea experienţei proprii în realizarea de piese de profil şi destinaţie similare;
- promovarea de materiale economice uşor de procurat;
- valorificarea maximă a proprietăţilor tehnologice ale materialelor metalice, în aşa fel încât să se compenseze caracteristicile de rezistenţă, eventual mai reduse ale acestora;
- dotarea şi experienţa tehnologică în uzina constructoare de maşini care va realiza piesa.

***Robinetele energetice*** fac parte atât din categoria ***organelor de asamblare*** **sau** ***legătură,*** cât şi din cea a organelor pentru ***reglare şi comandă.***

Activitatea de proiectare în cazul robinetelor energetice presupune parcurgerea următoarelor faze principale:

- alegerea preliminară a materialului;
- stabilirea prin calcul a dimensiunilor principale;
- verificarea secţiunilor periculoase;
- definitivarea alegerii materialului.

Pentru a înţelege cerinţele impuse materialelor utilizate la executarea componentelor anvelopei sub presiune a robinetelor industriale energetice este necesară definirea unor noţiuni tehnice.

***Presiunea nominală,*** simbolizată **PN,** reprezintă presiunea la care robinetul poate lucra la temperatura obişnuită. În general, proba de etanşeitate a robinetului se efectuează la valoarea PN cu apă la ~20$^0$C. Valorile PN sunt standardizate în UE şi acceptate de SUA, care utilizează un alt sistem de definire a presiunii nominale. De regulă se utilizează tabele de echivalenţă între standardele UE şi standardele SUA.

***Presiunea de calcul*** este presiunea la care proiectantul şi producătorul îşi dimensionează robinetul, ţinând cont de următoarele aspecte:

- presiunea de încercare a robinetului (obligatorie la fiecare bucată de produs) este 1,5 PN;
- posibilităţile tehnologiei de turnare a producătorului;
- calitatea materialului utilizat;
- politica economică (de preţuri) a producătorului.

În urma dimensionării rezultă **o grosime de perete** a robinetului, care diferă de la producător la producător, în anumite limite rezonabile. Există normative internaţionale unanim acceptate, care impun o valoare minimă a grosimilor de perete a robinetelor industriale (de exemplu: normativul american B 16.34 sau normele europene EN 746-1, EN 746-2, EN 746-3) [1].

Valoarea maximă a grosimii de perete depinde de:

- calitatea materialului;
- posibilităţile tehnologiei de turnare;
- politica de preţuri a producătorului.

***Temperatura maximă admisibilă.*** În funcţie de proprietăţile fizico-chimice ale materialului utilizat, proiectantul şi producătorul indică o temperatură peste care produsul său nu mai este garantat în funcţionare. De regulă, valorile

maxime ale temperaturii aburului în centralele din România sunt sub 570$^0$C. Această temperatură a fost adoptată de producătorii de armături pentru clasa aflată în fabricație.

***Presiunea maximă de lucru*** reprezintă presiunea la care poate lucra robinetul, în condiții sigure de funcționare, cu mediul circulant la **temperatura maximă de lucru**. Se poate observa că există, pe măsura creşterii temperaturii mediului circulant, perechi de **presiuni–temperatură** la care robinetul poate lucra în condiții de siguranță.

Variația presiunilor în funcție de temperatura de lucru defineşte **ratingul** de material. Dimensionarea robinetului se face la rece, luând în considerare eforturile admisibile în material, corespunzătoare limitei de curgere a materialului, determinate de temperatura ambiantă.

Limita de curgere scade o dată cu creşterea temperaturii materialului. Pentru a se păstra în material eforturile reale, calculate inițial, corespunzătoare grosimii de perete stabilită, este logic ca o dată cu creşterea temperaturii materialului şi cu scăderea limitei sale de curgere, să scadă şi presiunea mediului circulant. Problema este ca această scădere să fie cât mai lină, aşa cum se prezintă în figura 1.

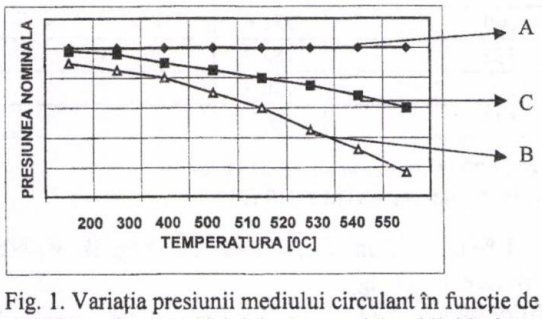



Fig. 1. Variația presiunii mediului circulant în funcție de temperatura materialului. A-material stabil–ideal; B-material nerezistent la temperatură; C-material acceptabil.

Pentru ca la creşterea temperaturii un robinet să se poată păstra în gama de utilizare trebuie să se țină cont şi de scăderea presiunii.

Oțelurile folosite pentru temperaturi ridicate de exploatare trebuie să prezinte bune proprietăți mecanice, stabilitate şi rezistență la coroziune, precum şi valori acceptabile ale conductibilității termice, dilatării şi modulului de elasticitate.

În funcție de temperatura de exploatare şi presiunile de lucru se utilizează:

- oțeluri carbon pentru maximum 400$^0$ C şi presiuni de 6 MPa (60 bari);
- oțeluri aliate în special cu Cr, Mo, V sau Cr-Ni (364-570$^0$ C şi presiuni > 100 MPa (1000 bari).

Aceste oțeluri prezintă următoarele proprietăți [3]:

- o limită bună de fluaj şi rezistență la oboseală la temperatura de exploatare;
- tenacitate atât la temperatura ambiantă, cât şi la temperaturi ridicate;
- punctele de transformare fazică să fie la temperaturi mai ridicate decât cele de utilizare;
- rezistență la coroziune a agenților chimici şi o rezistență la uzura prin eroziune.

Proprietățile mecanice ale oțelurilor folosite la temperaturi ridicate sunt dependente de:

- compoziția chimică;
- microstructură;
- mărimea grăunților cristalini.

Fluajul şi rezistența la rupere se pot îmbunătăți prin adaosuri de: Mo, Ti, Nb etc. Molibdenul ridică temperatura de recristalizare şi uşurează apariția carburilor stabile şi a unor compuşi intermetalici, fapt care favorizează creşterea limitei de fluaj.

Adaosurile de Ti, Nb au o influență favorabilă moderată asupra limitei de fluaj, adaosurile de Mn, Ni, Cu, Si au o influență mică, iar Al determină o micşorare a acestei proprietăți.

Din punctul de vedere al diminuării consumului de materiale la robinetele energetice s-au studiat, comparativ, mai multe mărci de oțeluri forjate şi turnate, recomandate de literatura de specialitate şi standardele în vigoare în cazul unor presiuni nominale PN 400 şi temperaturi mai mari de 540$^0$C. Caracteristicile oțelurilor pentru robinete energetice sunt prezentate în tabelele 1, 2, 3 .

O comparație între cele două procedee de obținere a robinetelor este prezentată în tabelul 4 (după [6]).

## 3. Tehnologia de fabricație prin turnare

Din analiza datelor expuse mai sus rezultă următoarele observații:

- pornind de la temperatura de 540$^0$C, temperatură considerată maximă pentru centralele din țara noastră, se constată că oțelul turnat 20HMFL (o variantă îmbunătățită a mărcii româneşti OTA 17 MoCr13) poate lucra la o presiune de lucru admisibilă de 14 MPa (140 bari), față de 15,1 MPa (151 bari), pentru oțelul forjat 10 MoCr10, şi 11,6 MPa (116 bari), pentru oțelul turnat OTA 17 MoCr13;
- pentru temperaturi mai mari de 540$^0$C se poate utiliza un oțel turnat 15H1 M1FL, a cărei presiune de lucru admisibilă la 570$^0$C este mai mare de 9 MPa (>90 bari) sau oțelul WC9 ASTM A217 cu o presiune de lucru admisibilă de 9,75 MPa (97,5 bari) la temperatura de 575$^0$C.

La adoptarea procedeului de realizare prin turnare un rol decisiv îl au avantajele tehnico- economice evidente ale variantei prin turnare, prezentate în tabelul 5 pentru reperul CORP aparținând unui robinet DN 100 PN 400 la temperatura de lucru de 450$^0$C [7].

Pe ansamblu robinet DN 100 PN 400 /450$^0$C prețul celor două variante de realizare este:

- forjată 4894,38 USD/ buc.;
- turnată 2933,43 USD/ buc.

Din aceste **considerente tehnice** s-a adoptat, pentru realizarea prin

*Tabelul 1*

**Compoziţia chimică a oţelurilor pentru robinetele energetice studiate**

| Denumire oţel | Compoziţia chimică [%] | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | C | Si | Mn | Cr | Mo | $S_{max}$ | $P_{max}$ | Alte elemente |
| OTA 17 MoCr13* | 0,15-0,20 | 0,30-0,50 | 0,5-0,80 | 1,0-1,5 | 0,40-0,60 | 0,04 | 0,04 | - |
| 14Cr Mo4** | 0,10-0,18 | 0,15-0,35 | 0,40-0,70 | 0,7-1,0 | 0,40-0,55 | 0,04 | 0,04 | - |
| 10 MoCr10** | max.0,15 | 0,15-0,50 | 0,40-0,70 | 2,0-2,5 | 0,90-1,1 | 0,04 | 0,04 | - |
| 20HMFL*** | 0,18 –0,25 | 0,20 - 0,35 | 0,40 –0,60 | 0,9 –1,2 | 0,5-0,7 | 0,003 | 0,003 | 0,2 –0,3 V |
| 15H1 M1FL*** | 0,14 –0,20 | 0,17-0,37 | 0,40-0,70 | 1,20-1,70 | 0,9-1,2 | 0,003 | 0,003 | 0,2 –0,3 V |
| WC 9 **** | 0,18 | 0,6 | 0.4-0,7 | 2,0-2,75 | 0,9-1,2 | 0.045 | 0,04 | 0,5 Ni |

* conform STAS 9277-79; ** conform STAS 8184-80; *** conform: [4, 5]; ****conform ASTM A217 [2]

*Tabelul 2*

**Caracteristicile mecanice ale oţelurilor studiate**

| Denumire oţel | Rezistenţa la rupere $R_m$ [N/mm$^2$] | Limita de curgere $R_{p0,2}$ [N/mm$^2$] | Alungirea la rupere A [%] |
|---|---|---|---|
| OTA 17 MoCr13* | 490 | 315 | 20 |
| 14Cr Mo4** | 450—580 | 300 | 20 |
| 10 MoCr10** | 450.600 | 270 | 20 |
| 20HMFL*** | 500 -650 | 320-480 | 14-24 |
| 15H1 M1FL*** | ≥ 500 | ≥ 350 | ≥14 |
| WC 9 **** | 485 | 275 | 20 |
| | | | |

* conform STAS 9277-79; ** conform STAS 8184-80
***conform: [4, 5]; ****conform ASTM A217 [2]

*Tabelul 3*

**Variaţia proprietăţilor de fluaj ale oţelurilor analizate în funcţie de temperatura de lucru**

| Marca oţelului | Temperatura [$^0$C] | Limita tehnică de fluaj | | Rezistenţa la rupere | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | $R_f$/10.000 | $R_f$/100.000 | $R_r$/10.000 | $R_r$/100.000 |
| | | [N/mm$^2$] | | | |
| OTA 17 MoCr13* | 450 | 220 | 168 | 294 | 243 |
| | 530 | 102 | 51 | 130 | 75 |
| | 540 | 89 | 41 | 110 | 64 |
| | 550 | 74 | 32 | 100 | 55 |
| 14Cr Mo4** | 450 | 245 | 191 | 362 | 272 |
| | 530 | 105 | 56 | 134 | 77 |
| | 540 | 90 | 46 | 114 | 60 |
| | 550 | 76 | 36 | 98 | 49 |
| 10 MoCr10** | 470 | 197 | 145 | 264 | 192 |
| | 530 | 105 | 56 | 134 | 77 |
| | 540 | 90 | 46 | 114 | 60 |
| | 570 | 64 | 35 | 79 | 48 |
| 20HMFL*** | 470 | 280 | 240 | - | - |
| | 525 | 230 | 200 | - | - |
| | 540 | 190 | 140 | - | - |
| | 560 | 130 | 100 | - | - |
| 15H1 M1FL*** | 570 | - | ≥90 | - | - |
| WC 9 **** | 475 | - | 263,8 | - | - |
| | 500 | - | 231,6 | - | - |
| | 525 | - | 182,7 | - | - |
| | 550 | - | 136,4 | - | - |
| | 575 | - | 97,5 | - | - |

* conform STAS 9277-79; ** conform STAS 8184-80
*** conform: [4, 5]; **** conform ASTM A217 [2]

turnare a unor robinete energetice ce lucrează la temperaturi de peste 540$^0$C, un oţel a cărei compoziţie chimică corectează compoziţia oţelului OTA 17 MoCr13, în scopul creşterii limitei la fluaj prin adaosuri de Mo, V şi prin creşterea conţinutului de Cr.

Compoziţia chimică a oţelului experimentat este: C=0,15-0,20 %; Si = 0,20-0,40; Mn= 0,50-0,80 %; Cr =1,1-1,4 %; Mo = 0,90-1,10 %; V = 0,2-0,35 %; $S_{max}$ = 0,025%; $P_{max}$ = 0,025%.

În cadrul operaţiunii de elaborare s-au avut în vedere două măsuri principale:

- utilizarea unei încărcături metalice fără elemente dăunătoare (de exemplu, Cu limitat la 0,25-0,30% şi Cu + Ni + W = 1 %), de preferinţă tablă de ambutisare, ţevi pentru transportul fluidelor energetice etc.;
- realizarea unei dezoxidări înaintate prin adaosul unor modificatori complecşi, care conţin mai multe elemente caracterizate prin activitate chimică ridicată în raport cu oxigenul şi sulful din oţelul lichid: Ca, Ti, Zr, Ce, Mg, B, V, Nb şi Ba.

Un rol important în procesul tehnologic de turnare este respectarea "Normei tehnice ST –101 privind armăturile industriale pentru instalaţiile energetice din centralele termoelectrice" întocmită de CEPROAR S.A. Târgovişte.

*Tabelul 4*

| Proprietatea | Piese turnate | Piese forjate |
|---|---|---|
| Materialul | Fontă, oţel turnat, aliaje neferoase. Piese turnate în forme de amestec de formare, în cochilă sub presiune, turnare centrifugală, turnare de precizie | Piese forjate din oţel - carbon aliat, aliaje uşoare şi din aliaje cu bază de cupru |
| Mărimea obiectului | Capacitatea limitată de producţia cuptoarelor de topire, puterea instalaţiilor de ridicare şi de mărimea maşinilor de formare | Limitată de mărimea ciocanelor şi a preselor disponibile. Forjare în matriţă: cu ciocane până la 1000 kg, cu prese până la 30 kg |
| Proprietăţile mecanice | În general mici, mai mici decât a pieselor forjate din material analog. Fontă alungire mică şi modul de elasticitate mic | Mai bune decât ale pieselor turnate şi sudate |
| Grosimea minimă a pereţilor | Piese turnate în forme din amestec de formare, în general g=3 mm, (oţel turnat g=5 mm). Piesele turnate în cochilă g =3-4mm | Grosimea relativ mare a pereţilor, dependentă de proprietăţile plastice ale metalului. Este greu să se obţină grosimi mici din cauza răcirii rapide a materialului |
| Sensibilitatea la diferenţele de grosime a pereţilor | Mare | Destul de mare |
| Obţinerea grinzilor lungi şi a plăcilor cu suprafaţă mare | Dificilă mai ales în cazul pieselor subţiri | În cazul forjării libere - destul de uşoară. La forjare în matriţă - limitată de mărimea matriţelor |
| Obţinerea unor noduri cu nervuri complicate | Relativ uşoară | Dificilă sau neexecutabilă. Măreşte preţul de cost al matriţelor. Nu pot fi executate nervuri, pereţi, adâncituri asimetrice înalte şi înclinate etc. |
| Precizia dimensională | La formarea manuală este mică. La formarea cu maşina şi la turnarea în cochilă-destul de mare. La turnarea sub presiune foarte mare ±0,5-0,2 mm | La forjarea liberă - mică. La forjarea în matriţă cu ciocane 0,5-4 mm, cu prese 0,5-1,5mm (dependentă de mărimea obiectului) Înclinări medie 3-5 ($7^0$) |
| Netezimea suprafeţei | Piese turnate în forme de amestec de formare-suprafaţa aspră. Piese turnate în cochilă - suprafaţa netedă | La forjarea liberă-aspră, la forjarea în matriţă - netedă, la calibrare –foarte netedă |
| Greutatea pieselor (neprelucrate) cu aceeaşi rezistenţă | Greutatea pieselor turnate din oţel –mai mare decât a pieselor sudate | Greutatea pieselor forjate brute este mai mare decât a pieselor turnate |
| Preţul de cost al obiectului finit | La aceeaşi greutate este mai mic decât al pieselor sudate sau forjate | Mai mare decât al pieselor sudate sau turnate |
| Preţul de cost al utilajului | Destul de mic, dacă se formează cu modele de lemn. Ridicat, dacă se formează cu plăci metalice şi se toarnă în cochile | Redus la forjarea liberă, foarte mare la forjarea în matriţe |
| Manopera | Mai mică decât la piesele sudate | Mare la forjarea liberă, mică la forjarea în matriţă |
| Viteza de fabricaţie | La formarea manuală - mică, la formarea mecanizată-mare | La forjarea liberă-mică, la forjare şi presare în matriţă-mare |

*Tabelul 5*

| Varianta constructivă | Consum de metal | | Economie de metal pentru piesele brute | Pierderi de metal prin prelucrare |
|---|---|---|---|---|
| | Piesă brută [kg] | Piesă finită [kg] | [%] | [kg] |
| Turnată | 280 | 243 | 142 | 37 |
| Forjată | 400 | 300 | - | 100 |

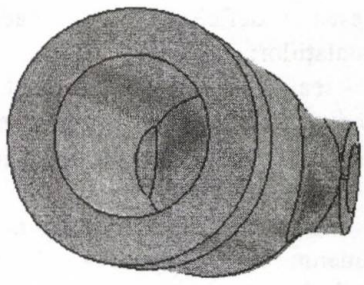


Fig. 2 Varianta turnată a reperului CORP DN 80 PN 400 />540$^0$C.

Tehnologia de turnare a reperului CORP este prezentată în figura 3.

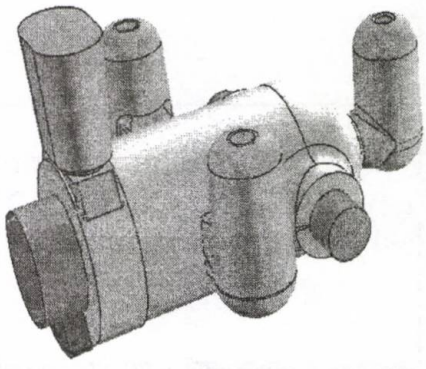


Fig. 3. Desen tehnologic – reper CORP DN 80 PN 400 />540$^0$C.

## Concluzii

În urma analizării rezultatelor obţinute până în prezent s-au desprins următoarele concluzii:

- Există posibilitatea realizării prin turnare a unui robinet energetic care să lucreze la temperaturi mai mari de 540$^0$C şi la o presiune nominală de 400 bar, determinată de:
  - existenţa unui oţel turnat cu caracteristici apropiate oţelurilor forjate;
  - posibilitatea tehnică de realizare în turnătoriile producătoare de armături din ţară a acestor piese.
- Avantajele economice ale variantei de realizare prin turnare:

- economie de metal de 140 % în stadiul de piesă brută:
- economie de metal la prelucrare prin aşchiere de 73 kg/buc.;
- economie de metal prin renunţarea la suporturi de susţinere în instalaţie a robinetelor forjate;
- economie de manoperă în cadrul intervenţiilor, prin rezolvarea unor probleme de spaţiu de montaj, adesea deficitar, în cadrul instalaţiilor;
- realizarea unui preţ de cost pe produs pentru varianta turnată mai mic cu 160 % (1961 USD/buc) faţă de varianta forjată .

Continuarea cercetărilor în acest domeniu (vezi lucrarea *Studiu privind oportunitatea asimilării în ţară a robinetelor energetice prin turnare* din programul naţional Relansare economică prin cercetare şi inovare (RELANSIN) – Subprogramul 2- Relansare economică prin integrare de tehnologii, produse şi servicii – RELANSIN – INTEGRARE- Proiecte complexe, contractul de finanţare nr. 1099/2001) prin verificarea robinetelor turnate în cadrul standului de probă, precum şi în condiţii concrete de funcţionare va oferi suficiente date pentru perfecţionarea tehnologiilor aplicate până în prezent şi trecerea la producţia de serie a variantei turnate.

**BIBLIOGRAFIE**


[1] CEN (European Committee for Standardization) *Legislation and standards on the free movement of goods in Europe.* Bruxelles, 1994.

[2] *Worldwide guide to equivalent irons and steels* ASM International SUA, 1993.

[3] Sofroni, L. *Elaborarea şi turnarea aliajelor.* Editura Didactică şi Pedagogică, Bucureşti, 1975.

[4] Liberman, L.I. şi col. *Îndreptarul oţelurilor utilizate în construcţia de armături* (Spravocinik po svoistvam stalei, primeniaemîh v kotloturbostroenie), editura "Maşghiz" Moscova, 1958.

[5] x x x *Noi materiale pentru industria energetică* (Novîe materialî dlia energomaşinostroeniia Sb. 100 ŢNIIITMAŞ), editura "Maşghiz" Moscova, 1959.

[6] Skarbinski, M. *Construcţia pieselor turnate şi proiectarea formelor,* Editura Tehnică, Bucureşti, 1965.


**Referent: dr. ing. Gabriel Romaşcu -C.N. Transelectrica S.A.**

**(Primit la 5 iunie 2001, acceptat la 25 iunie 2001)**


Complexul Expoziţional ROMEXPO S.A. organizează în perioada 18 – 21 septembrie a.c. cea de a IV-a ediţie a Salonului Comercial Specializat COGENERG 2001

Scopul manifestării îl constituie expunerea de echipamente, instalaţii, tehnologii, studii şi cercetare, consultanţă şi servicii de inginerie pentru producerea combinată de energie electrică şi termică.

Calendarul manifestării include şi desfăşurarea unor seminarii şi mese rotunde organizate împreună cu cele mai reprezentative instituţii din domeniu.

Problematica abordată vizează:
- **cogenerarea (producerea combinată de energie electrică şi termică),**
- **transportul şi distribuţia energiei electrice şi termice,**
- **echipamente şi instalaţii aferente consumatorilor de energie electrică şi termică**
- **sisteme electrice de automatizare şi monitorizare.**

Anul acesta evenimentul se va desfăşura concomitent cu saloanele **POMPEX & COMPREX şi expoziţia internaţională EXPO PETRO GAZ.**

***COGENERG – o expoziţie specializată de la care nu puteţi lipsi !***

Informaţii suplimentare la *Romexpo S.A.-Departamentul de Expoziţii Specializate*
telefon: 01-224 14 27 sau 01-224 31 60 interior 4327
fax: 01- 224 04 00.

# Tendinţe şi perspective în cercetarea maşinilor hidraulice

ing. Sigrid JIANU*

*Lucrarea de faţă îşi propune prezentarea în principiu şi analiza metodelor moderne de cercetare în domeniul maşinilor hidraulice. Se prezintă aplicarea metodelor de simulare hidrodinamică coroborate cu încercările experimentale în vederea realizării în timp real de modele performante. Metoda este utilizată cu succes pe plan mondial, iar implementarea ei în secţia de cercetare maşini hidraulice a S.C. U.C.M. Reşiţa S.A. reprezintă o noutate pe plan naţional.*

Descriptori: simulare hidrodinamică, proiectare în timp real, optimizare

## Introducere

Activitatea de cercetare în domeniul maşinilor hidraulice a început în anul 1966, cu ocazia înfiinţării Institutului de Proiectare Echipamente Electrice, şi a luat amploare în anul 1972, când s-a început construirea laboratorului de cercetare. În anul 1985, institutul a fost reorganizat sub numele de Centru de Cercetare Ştiinţifică şi Inginerie Tehnologică pentru Echipamente Hidroenergetice, fiind apoi integrat în structura S.C. U.C.M. Reşiţa S.A. în anul 1992. De la începutul activităţii s-au realizat peste 50 de modele diferite de turbine, proiectate şi încercate în cadrul Secţiei de Cercetare Maşini Hidraulice.

Secţia de cercetare are standuri proprii pentru: încercări de garanţie în concordanţă cu normele codului CEI, standuri pentru încercări de preselecţie pentru turbine, stand pentru vane, echipamente de reglaj etc.

S-au efectuat încercări de garanţie pentru modelele aferente unor centrale importante, de exemplu: Porţile de Fier I, Porţile de Fier II, Râul Mare, Kilickaya, Kapulukaya, Gezende, Dicle (Turcia), Valea Sadului, pentru a menţiona doar cele mai semnificative hidrocentrale echipate cu grupuri proiectate, încercate şi fabricate în cadrul S.C. U.C.M. Reşiţa S.A.

Având în vedere necesitatea îmbunătăţirii performanţelor modelelor şi completarea patrimoniului de modele al S.C. U.C.M. Reşiţa S.A., în cadrul secţiei se acţionează pentru implementarea metodelor noi pe plan mondial în domeniu.

## 1. Patrimoniul de modele al S.C. U.C.M. Reşiţa S.A.

Patrimoniul de modele al S.C. U.C.M. Reşiţa S.A. include zeci de modele de tip Kaplan, Francis, bulb, Pelton şi reversibile, într-o gamă extinsă de căderi şi turaţii specifice; pe baza acestora s-au proiectat turbinele hidraulice realizate la S.C. U.C.M. Reşiţa S.A. pentru ţară şi străinătate (fig.1).

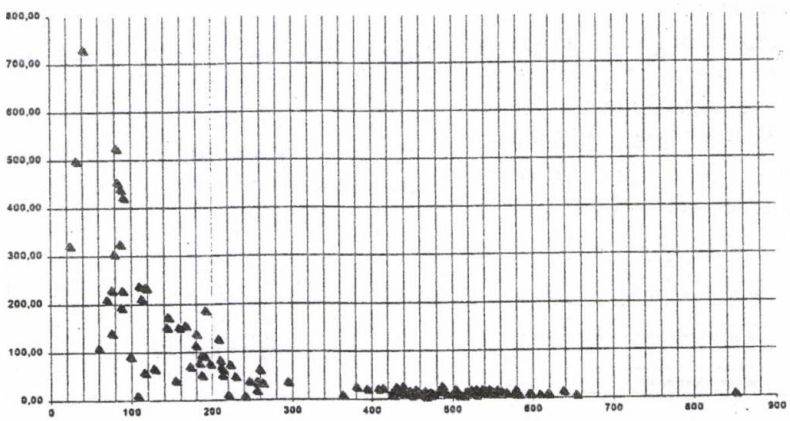



Fig.1. $h = f(n_s)$.

Se constatată necesitatea realizării de modele noi pentru gama de turaţii specifice $n_s$ = 300-400 rpm, precum şi importanţa creşterii performanţelor modelelor existente în patrimoniu prin optimizarea unor elemente constitutive ale circuitului hidraulic.

## 2. Metode de cercetare a maşinilor hidraulice

Activitatea de cercetare în domeniul maşinilor hidraulice se realizează pe modele al căror circuit hidraulic este similar din punct de vedere geometric cu cel al maşinilor industriale. Realizarea unui model performant din punct de vedere energetic şi cavitaţional presupune desfăşurarea etapelor prezentate în figura 2.

În schema logică din figura 2 se sesizează faptul că metoda clasică presupune îndeplinirea unor condiţii care să ducă la obţinerea unui rezultat competitiv: existenţa unor metode adecvate de proiectare; posibilitatea execuţiei în condiţii optime a modelului experimental; existenţa unui stand de încercări specializat.

Metoda clasică prezentată prezintă un dezavantaj major: eventualele probleme legate de neobţinerea caracteristicilor scontate sunt sesizate abia în faza experimentală, fiind necesară reproiectarea unor subansambluri, execuţia variantelor modificate şi reluarea încercărilor experimentale. Aceste

* S.C. U.C.M. Reşiţa S.A.

aspecte duc la o creştere a duratei de realizare a modelului şi implicit a cheltuielilor de cercetare. Astfel s-a ajuns la necesitatea găsirii unor soluţii pentru depăşirea acestor inconveniente.

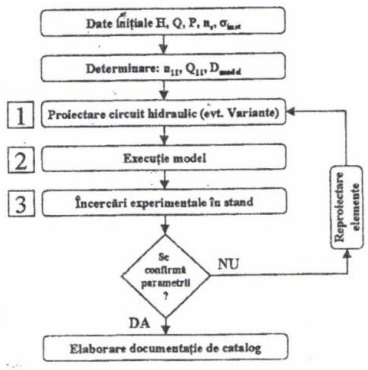



Fig. 2. Metoda clasică de realizare a unui model de maşină hidraulică.

În practica mondială modernă în domeniu, etapa 1 ("Proiectare circuit hidraulic") este urmată de o etapă de simulare hidrodinamică, având drept scop evaluarea performanţelor modelului care urmează a fi executat şi încercat [1, 2]. Simularea se realizează prin utilizarea unor programe specializate, care permit prognosticarea comportării energo-cavitaţionale a maşinii cu o precizie care depinde de programul utilizat, acurateţea modelului geometric, experienţa utilizatorului etc. Schema de desfăşurare a elaborării unui model de maşină hidraulică este cea prezentată în figura 3.

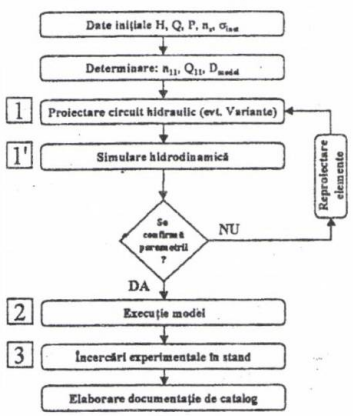



Fig. 3. Desfăşurarea principială a metodei de proiectare în timp real.

Metoda permite reducerea duratei şi a costurilor de dezvoltare a unui model nou şi este cunoscută sub denumirea "metoda de proiectare în timp real" [3, 4, 5]. Ea poate fi aplicată şi pentru modernizarea modelelor existente, în acest caz, desfăşurându-se următoarele etape:

1 - reprezentarea modelului care urmează a fi optimizat într-un format CAD acceptat de programul de simulare;

2 - simularea hidrodinamică a modelului existent şi comparaţia rezultatelor modelării cu cele experimentale existente;

3 - analiza elementelor constitutive ale circuitului hidraulic susceptibile a fi optimizate;

4 - reproiectarea elementelor respective şi reprezentarea lor în programul CAD;

5 - simularea comportării modelului modificat;

6 - execuţia subansamblurilor optimizate;

7 - încercări experimentale;

8 - elaborarea documentaţiei de catalog pentru modelul optimizat.

## 3. Aplicaţii ale metodei de proiectare în timp real la S.C. U.C.M. Reşiţa S.A.

Metoda de proiectare în timp real este în curs de implementare la Secţia Cercetare Maşini Hidraulice a S.C. U.C.M. Reşiţa S.A.

Prima aplicaţie în acest sens a fost modificarea formei sertarului unei vane plane, care s-a desfăşurat conform figurii 4.

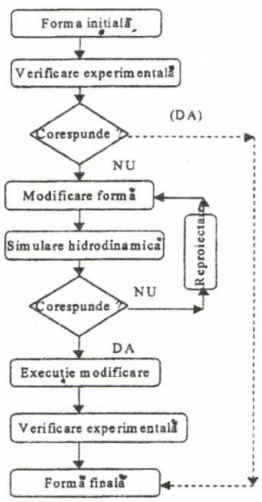



Fig. 4. Aplicaţia metodei de proiectare în timp real.

Trebuie menţionat faptul că stabilirea formei finale a sertarului cu metodologia descrisă în figura 4 s-a realizat în doar câteva zile, faţă de metoda clasică. Acest aspect a influenţat pozitiv termenul de livrare a vanei industriale.

Trebuie avută în vedere şi economia de materiale, energie, manoperă etc., realizată prin efectuarea a doar două seturi de măsurători, evitându-se execuţii şi încercări suplimentare.

## 4. Încercări experimentale

Activitatea de cercetare în domeniul maşinilor hidraulice este imposibil de realizat fără efectuarea unor încercări experimentale, necesitând existenţa unei baze materiale adecvate.

Secţia de Cercetare Maşini Hidraulice este dotată cu mai multe standuri de încercări, parametrii principali fiind cei prezentaţi în tabelul 1. Trebuie menţionat faptul că standul în circuit închis (fig. 5) corespunde codului CEI cu privire la încercările de garanţie pe model, permiţând testări energetice, cavitaţionale, măsurători de forţe şi cuplu, precum şi încercări la ambalare.

S-au modernizat sistemele de achiziţie de date, standul de garanţie fiind dotat cu un sistem de achiziţie automat nou, cu un soft specializat, mult mai performant. Pentru celelalte standuri se foloseşte achiziţia de date cu programul LABVIEW (instrumente de măsură virtuale), soft care este utilizat şi pentru încercările industriale pentru diverşi beneficiari.

Structura unui instrument de măsura virtual este prezentată în figura 6. Figura 7 prezintă o diagramă colinară tridimensională pentru un model măsurat în standul în circuit deschis, datele fiind achiziţionate în LABVIEW, prelucrarea făcându-se în MICROSTATION.

*Tabelul 1*

**Parametrii principali ai standurilor mai importante**

| Stand | Cădere [m] | Debit [$m^3/s$] | Turaţie [rot/min] | $P_{max}$ [kW] | $H_s$ [$mH_2O$] | $D_{rotor}$ [mm] |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Circuit închis | 4 –100 | 0,2-2,7 | 0-3000 | 600 | +20 … -8,5 | 500 |
| Circuit deschis | 0-4 | 0-2,5 | 0-1500 | 75 | - | 600 |
| Turbine cu acţiune | 0-60 | 0-0,06 | 0-1500 | 74 | - | 514 |
| Microagregate | 0-25 | 0-0,4 | 1500 | 0-40 | - | 250 |

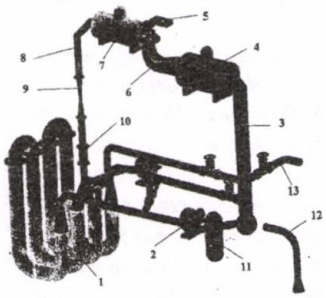


Fig. 5. Standul de garanţie al S.C. U.C.M. Reşiţa S.A.: 1 - reabsorbitor; 2 - staţie de pompare (două pompe); 3 - coloană de aspiraţie; 4 - rezervor aval; 5 - generator de întrerupere cu autoechilibrare; 6 - model; 7 - rezervor amonte; 8 - coloană de presiune; 9 - venturimetru; 10 - debitmetru electromagnetic; 11 – rezervor tampon; 12 - circuit de aspiraţie (regim de calibrare); 13 - circuit de presiune (regim de calibrare).

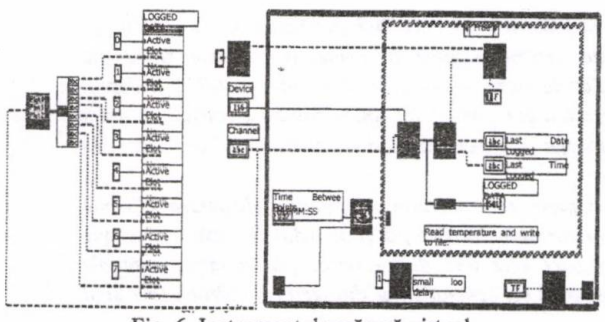


Fig. 6. Instrument de măsură virtual.

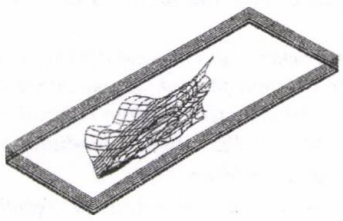


Fig.7. Diagramă colinară pentru model.

## Concluzii

Noile tendinţe şi perspective în activitatea de cercetare a maşinilor hidraulice sunt legate de utilizarea coroborată a programelor de simulare hidrodinamică cu încercările în standuri performante, realizându-se astfel o optimizare a proiectării modelelor în timp real.

Cele mai importante acţiuni pentru a realiza o activitate de cercetare utilă şi modernă sunt:

- ➢ implementarea metodelor moderne de proiectare şi modelare hidrodinamică;
- ➢ îmbunătăţirea metodelor de măsurare în laborator şi în SITU;
- ➢ creşterea utilizării programelor CFD şi validarea rezultatelor calculelor prin comparaţie cu rezultatele experimentale obţinute în stand;
- ➢ cercetarea şi dezvoltarea sistemelor digitale de reglaj.

**BIBLIOGRAFIE**


[1] Schilling, R., Fernandez, A., Aschenbrenner, Th., Riedel, N., Bader, R.- *Echtzeit-entwurf von beschaufelungen - möglichkeiten und grenzen* - Pump congress, Karlsruhe, 1996.

[2] Tanabe, M., Toshima, M., Tanaka, Y, Sato, J,, Niikura, K. *Experiences with flow analyses as practical design tools,* Simpozionul al 16-lea al IAHR, Sao Polo, 1992.

[3] Goede, E. ş.a. *Hydraulic design and development of propeller replacement runner for R. H. Saunders.* În: Waterpower, 19, '91.

[4] Aschenbrenner, T. ş.a. *Numerical and experimental flow analysis in a kaplan turbine,* Voith Hydro Gmbh.

[5] Goede, E. ş.a. *The use of numerical flow visualisation in hydraulic turbomachinery design.* European Convex User Conference 1990, Rotterdam.

[6] * * * Documentaţie internă S.C. U.C.M. Reşiţa S.A.

[7] Gurmai, C., Iavornic, C., Hau, A. *Influenţa geometriei profilului sertarului asupra funcţionării din punctul de vedere cavitaţional al vanei sertar până Dn 250.* Simpozionul HIDROTIM, Timişoara, 2001.


**Referent: prof. dr. ing. Dan Basarab Guzun – Facultatea de Energetică, UPB**

**(Primit la 12 iunie 2001, acceptat la 25 iunie 2001)**

# Informatizarea activităţilor în sectorul energetic

*Prezentul număr al revistei Energetica încearcă să aducă în atenţia specialiştilor din domeniul energetic câteva dintre aplicaţiile sistemelor informatice pentru rezolvarea unor probleme de conducere, monitorizare şi analiză a proceselor din sistemele de producere, transport şi distribuţie a energiei electrice.*

*Complexitatea proceselor din sistemul energetic, în ansamblu, dar şi în fiecare dintre elementele componente, necesitatea, în multe cazuri, de a oferi soluţii într-un timp foarte scurt, precum şi cantitatea importantă de informaţii care trebuie prelucrate, au determinat o utilizare din ce în ce mai largă a sistemelor informatice în toate sectoarele de activitate din domeniul energetic.*

*Conducerea în timp real a sistemului electroenergetic este unul dintre exemplele de utilizare a mijloacelor informatice. Existenţa pieţei de energie electrică nu este posibilă fără un sistem informatic dezvoltat, cu o dotare corespunzătoare hardware, dar şi software. În acest sens, modernizarea şi extinderea sistemului EMS–SCADA din dotarea Operatorului de Sistem, subiect abordat de către colectivul de la ISPE, asigură condiţiile pentru conducerea operativă, optimizată, a sistemului energetic în etapa actuală a pieţei dereglementate.*

*Informaţiile corecte şi complete privind tranzitul de putere activă şi reactivă prin conturul unei sucursale de energie electrică asigură premisele unei gestiuni eficiente a energiei electrice, precum şi reducerea pierderilor tehnice şi netehnice. Sistemul de telegestiune al conturului energetic al SD Bucureşti, prezentat în acest număr al revistei Energetica, abordează principalele aspecte tehnice şi ştiinţifice apărute la realizarea acestui sistem şi cuprinde sugestii interesante pentru alte sucursale din ţară.*

*Rezolvarea unor complexe probleme din sistemul energetic în care este necesar un răspuns foarte rapid, dar suficient de corect, precum şi rezolvarea practică a unor probleme în care modelul de calcul nu este cunoscut complet, restricţiile nu pot fi formalizate matematic suficient de corect, datele de intrare prezintă un caracter insuficient de exact sau vag pot fi abordate în prezent utilizând tehnici ale inteligenţei artificiale. Soluţiile obţinute prin utilizarea de tehnici ale inteligenţei artificiale se află cu atât mai aproape de soluţia optimă cu cât datele de intrare prezintă un suport informaţional cât mai bogat şi mai corect.*

*Utilizarea tehnicilor de inteligenţă artificială pentru rezolvarea unor probleme de prognoză a sarcinii este o preocupare de durată a specialiştilor energeticieni, iar aplicaţia la SD Vaslui reprezintă o primă etapă pentru realizarea unui produs soft necesar Operatorului Comercial şi fiecărei sucursale de distribuţie pentru planificarea resurselor necesare acoperirii curbei de sarcină.*

*Implementarea tehnicilor informatice în centralele termoelectrice permite îmbunătăţirea parametrilor de funcţionare ai instalaţiilor prin prelucrarea informaţiilor obţinute pentru a pune în evidenţă punctele slabe ale echipamentelor şi prin obţinerea datelor pentru optimizarea regimurilor de lucru. Rezultatele economice justifică pe deplin efortul făcut pentru modernizarea sistemelor de conducere informatizată a componentelor unei centrale electrice. În acest sens, preocupările privind conducerea proceselor şi creşterea siguranţei în funcţionare la cazanele de abur prezintă o deosebită importanţă, atât din punct de vedere tehnic, cât şi economic.*

*Problemele specifice utilizării raţionale a resurselor de apă, prelucrarea datelor privind debitele pentru folosinţe energetice şi neenergetice, stabilirea obiectivelor strategice ale centralelor hidoelectrice pot fi abordate utilizând sistemele informatice actuale. Elaborarea programelor de calcul corespunzătoare este una dintre preocupările importante ale specialiştilor în domeniu. În acest sens, prezentul număr cuprinde contribuţii ale specialiştilor din sectorul hidroelectric şi al celor de la Operatorul Comercial.*

*Problemele de informatizare a sectorului energetic abordate în acest număr reflectă numai o mică parte din eforturile specialiştilor energeticieni privind utilizarea tehnicii moderne pentru îmbunătăţirea parametrilor de funcţionare, manageriali, tehnici şi economici, ai componentelor sistemului energetic şi ai sistemului în ansamblul său. Dezvoltarea sistemului energetic, conducerea optimală a acestuia, utilizarea eficientă a resurselor energetic nu sunt posibile fără existenţa unui sistem informatic modern şi a specialiştilor care să utilizeze eficient dotările existente.*

**ing. Hermina ALBERT**

# Modernizarea şi extinderea sistemului EMS/SCADA din dotarea operatorului de sistem pentru realizarea conducerii operative a SEN în condiţiile pieţei de energie electrică dereglementate din România

dr. ing. Fănică Vatră*
ing. Hermina Albert*
ing. Ana Poida*

*Interconectarea SEN cu sistemele electroenergetice ale Uniunii pentru Coordonarea Transportului Energiei Electrice (UCTE) constituie un obiectiv prioritar al sectorului energetic din România în cadrul acţiunii de aderare a ţării la Uniunea Europeană.*

*Întregul proces de organizare, participare şi funcţionare a pieţei de energie electrică din România este reglementat şi supravegheat de autorităţi naţionale investite cu responsabilităţi şi atribuţii specifice, un rol important în acest sens avându-l şi Operatorul de Sistem, entitate din cadrul Companiei Naţionale de Transport al Energiei Electrice.*

*În lucrare se prezintă concepţia, funcţiunile, arhitectura şi dotarea tehnică hardware şi software, propuse de ISPE—Secţia Sisteme Energetice pentru modernizarea şi extinderea sistemului EMS/SCADA din dotarea Operatorului de Sistem, pentru realizarea conducerii operative a SEN în condiţiile pieţei de energie electrică dereglementate din România.*

Descriptori: conducerea operativă prin dispecer a SEN, Operator de Sistem, sisteme EMS/SCADA, piaţa angro de energie electrică

## Introducere

Una din cele mai importante cerinţe pentru asigurarea conducerii operative a SEN condiţii de siguranţă corespunzătoare, precum şi pentru funcţionarea pieţei libere de energie electrică este realizarea la Operatorul de Sistem a unui sistem informatic de înaltă performanţă, care să achiziţioneze/transmită şi să prelucreze în timp real informaţiile din instalaţiile sistemului electroenergetic naţional necesare pentru a se asigura respectarea regulilor de funcţionare a SEN în noile condiţii şi pentru stabilirea drepturilor şi obligaţiilor de plată ale participanţilor la piaţă, în principal, referitoare la ***serviciile de sistem***.

Necesitatea şi oportunitatea *modernizării şi extinderii sistemelor EMS-SCADA din dotarea Operatorului de Sistem* a fost fundamentată în studiul de fezabilitate elaborat de ISPE - Secţia Sisteme Energetice în august 2001, rezultând din obligativitatea asigurării unei dotări tehnice corespunzătoare pentru realizarea conducerii operative a SEN, în conformitate cu necesităţile, legislaţia şi reglementările în vigoare şi pentru a crea cadrul tehnic şi organizatoric adecvat în sectorul energiei electrice al României, ca urmare a schimbărilor rezultate prin aplicarea Hotărârilor Guvernului României referitoare la:

- restructurarea Companiei Naţionale de Electricitate (C.N. CONEL S.A.);
- liberalizarea pieţei de energie electrică din România.

Ca urmare a concluziilor rezultate din *Studiul de fezabilitate pentru sistemul EMS/SCADA al RENEL*, elaborat de firma de consultanţă ECC, Inc din SUA, RENEL a decis, în anul 1993, să înlocuiască vechile sistemele SCADA existente la Dispecerul Energetic Central - DEC şi la cei cinci Dispeceri Energetici Teritoriali - DET-uri (Bacău, Bucureşti, Craiova, Timişoara şi Cluj) cu sisteme EMS/SCADA moderne. Realizarea noilor sisteme EMS/SCADA se efectuează etapizat, în prezent fiind în curs de implementare cea de-a doua etapă.

În cadrul primelor două etape de modernizare a sistemelor EMS/SCADA la nivelul Dispecerului Energetic Central şi al celor cinci Dispeceri Energetici Teritoriali s-a avut în vedere implementarea de dotare tehnică hardware şi software în conformitate cu prevederile din studiul de fezabilitate elaborat de firma ECC, Inc şi din normativul PE 029, corespunzător cu responsabilităţile DEC şi DET, aşa cum au rezultat din legislaţia în vigoare la acea dată.

## 1. Prevederi din legislaţia în vigoare referitoare la conducerea operativă a SEN

Conducerea prin dispecer a SEN este o activitate specifică domeniului energiei electrice, efectuată prin unităţi specializate (trepte de dispecer), care au relaţii ierarhizate de autoritate asupra participanţilor la piaţa energiei electrice. Scopul conducerii prin dispecer a SEN este asigurarea funcţionării sistemului în condiţii de siguranţă, calitate şi economicitate, prin exploatarea coordonată a instalaţiilor şi echipamentelor componente ale sistemului electroenergetic, care necesită o conducere unitară.

Conducerea prin dispecer a SEN se realizează unitar şi este organizată ierarhizat, la nivel central, teritorial şi local. În figura 1 este prezentată o diagramă privind structura conducerii operative a instalaţiilor energetice şi subordonarea ierarhică, diagramă elaborată de ISPE-Secţia Sisteme

* Institutul de Studii şi Proiectări Energetice, ISPE, Bucureşti

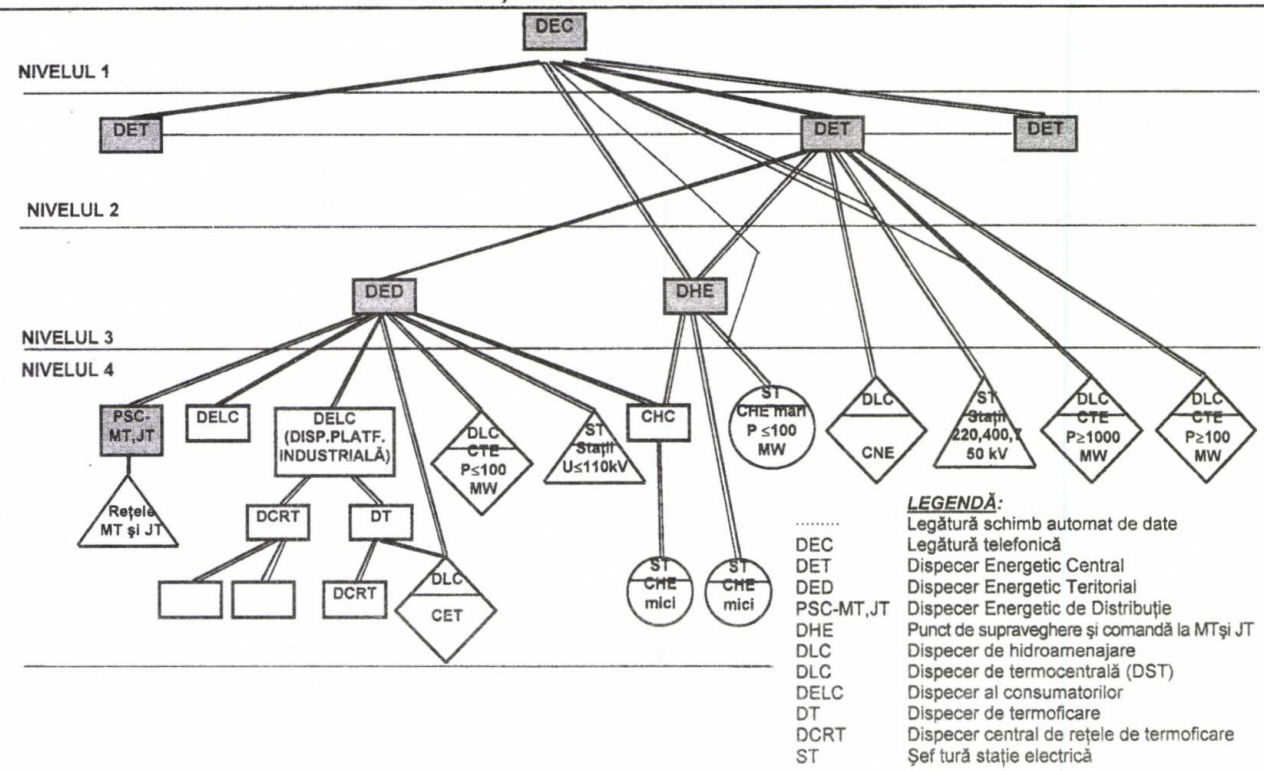



Fig. 1. Structura conducerii operative a instalaţiilor din SEN. Subordonare ierarhică.

Energetice, în conformitate cu prevederile din *Codul tehnic al reţelei electrice de transport* şi respectiv *Codul tehnic al reţelelor electrice de distribuţie*, reglementări intrate de curând în vigoare.

În conformitate cu prevederile din *Codul tehnic al reţelei electrice de transport,* principala responsabilitate a Operatorului de Sistem este asigurarea funcţionării SEN în condiţii de siguranţă, calitate şi economicitate, prin exploatarea coordonată a instalaţiilor şi echipamentelor componente, care necesită o conducere unitară, acesta având un rol important şi în funcţionarea pieţei de energie. *Operatorul de Sistem* are obligaţia de a asigura nediscriminatoriu serviciile de dispecerizare pentru toţi participanţii la piaţa angro de energie electrică, pe baze contractuale reglementate de autoritatea competentă. Operatorul de Sistem asigură, în condiţiile legii, activitatea de coordonare a funcţionării instalaţiilor de producere, transport şi distribuţie (la tensiunea de 110 kV) şi este înregistrat ca atare la Operatorul Comercial.

Astfel, Operatorul de Sistem desfăşoară activităţile de *planificare operaţională*, *conducere operativă* şi alte activităţi specifice, la nivel central şi teritorial, prin treptele sale de conducere prin dispecer:

- Dispecerul Energetic Central (DEC); şi
- Dispecerii Energetici Teritoiali (DET).

Activitatea de *planificare operaţională* cuprinde următoarele componente:

- planificarea schemei normale de funcţionare;
- planificarea lucrărilor de întreţinere şi reparaţii ale instalaţiilor de producere, transport şi distribuţie din SEN;
- planificarea sistemelor de protecţii;
- planificarea sistemelor de automatizare;
- planificarea tensiunilor.

*Conducerea operativă a sistemului electroenergetic* este realizată de către Operatorul de Sistem şi cuprinde următoarele componente: *programarea operativă* şi *comanda operativă.*

*Conducerea operativă* implică realizarea următoarelor activităţi specifice:

- supravegherea funcţionării sistemului electroenergetic;
- conducerea RET şi a grupurilor dispecerizabile;
- conducerea sistemelor de protecţii din sistem şi a sistemelor de automatizări din sistem.

*Programarea operativă a funcţionării SEN* are următoarele componente:

- programarea schemei de funcţinare;
- programarea grupurilor dispecerizabile şi a rezervei de putere;
- programarea frecvenţei şi tensiunilor;
- programarea sistemelor de protecţii şi a sistemelor de automatizări.

În funcţionarea normală a SEN, Operatorul de Sistem aplică programul de funcţionare rezultat în urma activităţii de programare operativă.

Supravegherea funcţionării sistemului electroenergetic naţional se realizează de către Operatorul de Sistem prin colectarea şi prelucrarea informaţiilor necesare referitoare la:

• parametrii caracteristici ai regimului de funcţionare:

- frecvenţa şi tensiunea în nodurile RET;

- circulaţiile de putere activă şi reactivă prin elementele RET şi prin reţeaua electrică buclată de 110 kV;

- puterea activă şi reactivă injectată în fiecare din punctele de racordare (noduri) RET şi în cele ale reţelei electrice buclate de 110 kV;

- unghiurile de defazaj ale tensiunii în nodurile RET faţă de nodul de referinţă;

• energii schimbate în punctele de racordare la RET şi pe liniile de interconexiune;

• cotele în lacurile de acumulare;

• configuraţia RET şi a reţelelor de 110 kV buclate cu reţeaua de transport;

• starea echipamentelor din circuitele primare şi secundare din RET;

• gradul de asigurare a serviciilor de sistem tehnologice;

• depăşirea limitelor admisibile ale unor parametrii de funcţionare;

• evenimentele care au avut loc în sistem sau a căror producere este aşteptată.

*Operatorul de Sistem realizează servicii de sistem funcţionale*, reglementate, şi anume:

- realizează, pe bază de program operativ, conducerea operativă a SEN şi răspunde de siguranţa în funcţionare a acestuia;

- dispune încărcarea grupurilor pe baza ordinii de merit stabilite;

- propune Operatorului Comercial soluţiile de modificare a ordinii de merit, având în vedere restricţiile de sistem;

- soluţionează problemele curente ce pot apărea în conducerea operativă a sistemului, pe cât posibil conform ordinii de merit stabilite;

- cere prin Operatorul Comercial contractarea de către C.N. Transelectrica S.A. a tuturor ***serviciilor de sistem tehnologice*** necesare funcţionării sigure şi economice a SEN;

- asigură nediscriminatoriu circulaţia energiei electrice către furnizori şi către consumatorii care îşi pot alege furnizorul.

Supravegherea funcţionării SEN se realizează de către Operatorul de Sistem printr-un sistem informatic propriu, specific, de tip EMS/SCADA pentru colectarea, prelucrarea, afişarea şi transmiterea în timp util a datelor şi comenzilor necesare conducerii acestuia. În figurile 2 şi 3 sunt prezentate, în conformitate cu prevederile normativului PE 029/97, schemele-bloc de principiu pentru sistemele EMS/SCADA la nivel de DEC şi DET-uri, în etapele finale de dotare a acestora. În conformitate cu prevederile din normativul PE 029/97, la nivelul treptelor de DEC şi DET trebuie să se implementeze următoarele funcţiuni software:

• *Funcţiuni de tip SCADA*:

- achiziţie şi schimb de date (Data Acquisition and Exchange);

- înregistrarea secvenţială a evenimentelor (Sequence of Events Recording);

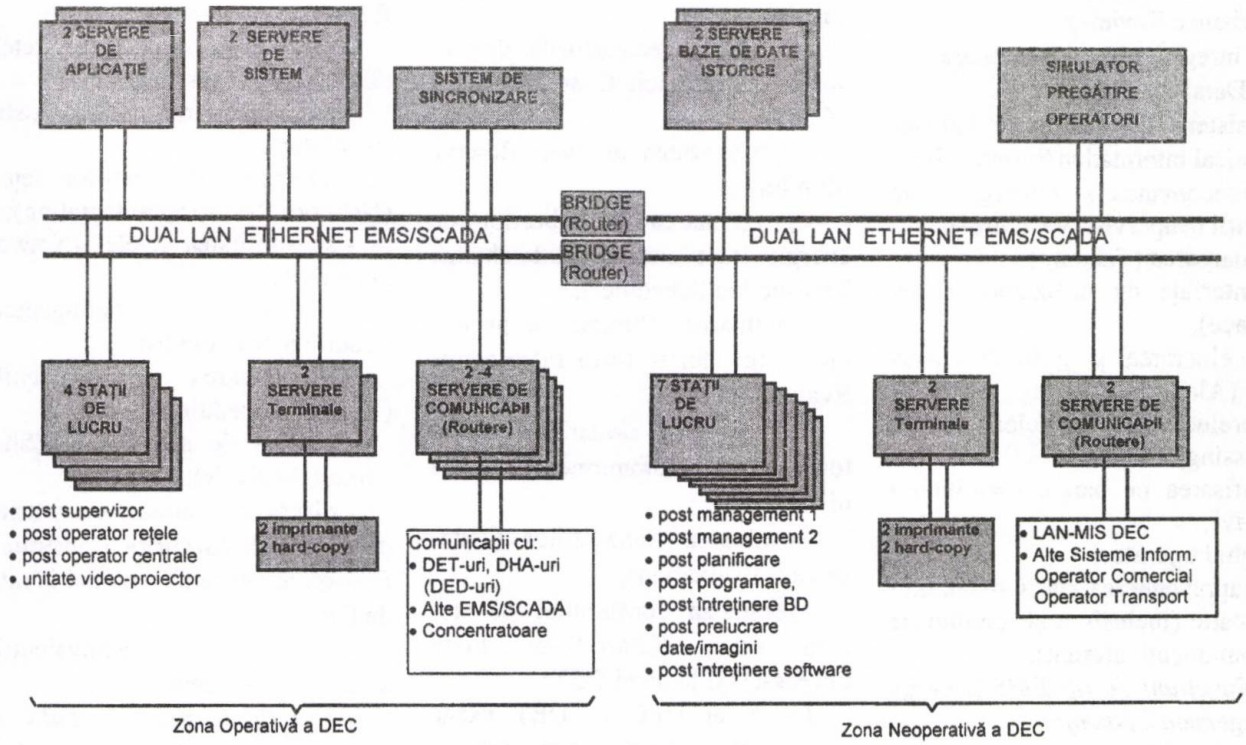



Fig. 2. Schema-bloc de principiu pentru sistemul EMS/SCADA la nivelul Dispecerului Energetic Central, în etapa finală de dotare a sistemului informatic.

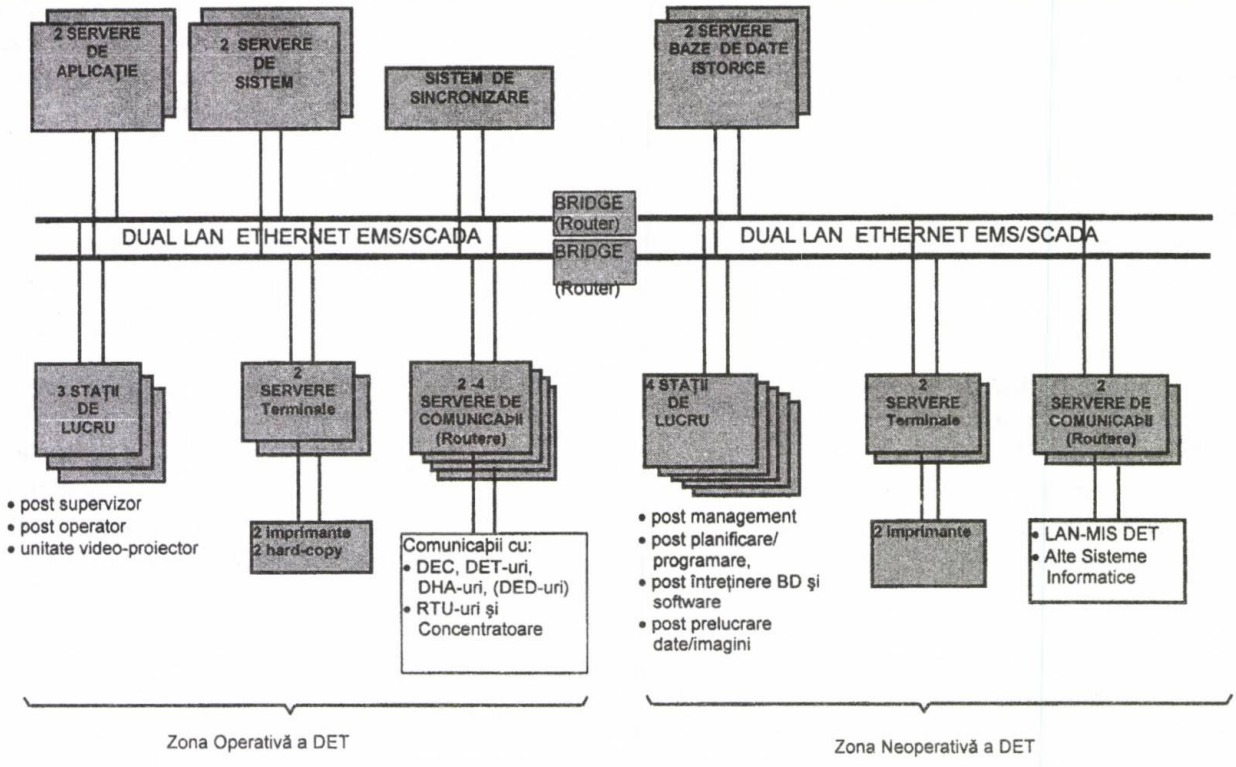



Fig.3. Schema-bloc de principiu pentru sistemele EMS/SCADA la nivelul Dispecerilor Energetici Teritoriali în etapa finală de dotare ale acestora.

- prelucrarea datelor şi calcule în timp real (Data Processing);
- revistă post factum (Post Disturbance Review);
- înregistrarea instantanee de date (Database Snapshot);
- sistem de informaţii istorice (Historical Information System -HIS);
- telecomanda şi telereglajul în instalaţii (Supervisory Control);
- marcarea (Tagging);
- interfaţa cu utilizatorii (User Interface);
- prelucrarea şi gestiunea alarmelor (Alarming);
- prelucrarea parolelor (Word Processing);
- afişarea pe panou (Wallboard Display);
- ghid operator;
- supravegherea stării sistemului informatic (inclusiv a sistemului de telecomunicaţii aferent).

• *Funcţiuni de tip EMS (Energy Management System):*

- programarea şi reglarea generării (Generation Control and Scheduling) (numai la nivel DEC);
- reglajul frecvenţă-putere (Load Frequency Control - LFC);
- dispecer economic (Economic Dispatch - ED);
- monitorizarea costurilor de producţie (Production Cost Monitor - PCM);
- monitorizarea rezervei (Reserve Monitor);
- programarea schimburilor de energie între sisteme (Interchange Transaction Scheduler);
- evaluarea schimburilor pe termen scurt (Short-Term Interchange Evaluation);
- programarea unităţilor generatoare (Unit Commitment) (şi la nivel DET);
- evaluarea tranzacţiilor (Transaction Evaluation);
- prognoza consumului pe termen scurt (Short-Term Load Forecast) (şi la nivel DET).

La nivel DEC şi DET există următoarele aplicaţii pentru reţelele de transport *(Transmission Applications)*:

• *Funcţiuni pentru analiza funcţionării reţelelor în timp real* (Real-time Network Analysis functions RTNA):

- prelucrarea topologiei reţelei (Topology Processing);
- estimator de stare (State Estimator);
- adaptarea parametrilor reţelei (Network Parameter Adaptation);
- sensibilitatea reţelei (Network Sensitivity);
- analiza contingenţelor (Contingency Analysis);
- programarea tensiunilor (Voltage Scheduler);
- analize de scurtcircuit (Short Circuit Analysis).
- dispecer economic cu restricţii de siguranţă (Security Constrained Economic Dispatch) (numai la nivel de DEC);
- determinarea echivalenţilor pentru reţele externe.

• *Funcţiuni pentru studii de analiză a funcţionării reţelelor* (Study Network Analysis Functions - STNA):

- circulaţii de puteri (Power Flow);
- circulaţii de puteri optime (Optimal Power Flow);
- analiza contingenţelor (Contingency Analysis);
- programarea scoaterii din funcţiune a echipamentelor (Equipment Outage Scheduler);
- analize de scurtcircuit (Short Circuit Analysis).
- analiza stabilităţii statice şi tranzitorii a SEN (numai la nivel de DEC);
- determinarea echivalenţilor pentru reţele externe;
- simulator pentru pregătirea operatorilor (numai la nivel de DEC).

## 2. Dotarea tehnică actuală a sistemelor EMS/SCADA de la DEC şi DET şi propuneri de dotare pentru etapa a III-a de dezvoltare a acestora

În anul 1993, RENEL a decis să înlocuiască vechile sistemele SCADA existente la DEC şi la cei cinci DET Bacău, Bucureşti, Craiova, Timişoara şi Cluj) cu sisteme EMS/SCADA moderne. S-a avut în vedere ca această înlocuire să se realizeze în două faze, şi anume:

- faza 1: înlocuirea sistemului SCADA din dotarea DEC cu un sistem EMS/SCADA nou şi conectarea acestuia la sistemele SCADA existente la cei cinci DET;
- faza 2: înlocuirea celor cinci sisteme SCADA din dotarea DET-urilor cu sisteme EMS/SCADA noi şi upgradarea sistemului EMS/SCADA din dotarea DEC pentru a răspunde noilor cerinţe de organizare şi funcţionare a sistemului electroenergetic naţional, precum şi a unui nou sistem de dispecer de siguranţă la nivel DEC.

Prima fază a fost finalizată în ianuarie 1996, iar a doua fază a început în martie 1998 şi va fi finalizată în anul 2001. În cadrul acestor două faze de modernizare a sistemelor EMS/SCADA la nivel DEC şi la cei cinci DET nu s-a avut în vedere şi înlocuirea vechilor RTU-uri. O parte din RTU-uri sunt noi, acestea fiind conectate direct la sistemele de la DET-uri, dar multe dintre RTU-urile existente sunt vechi şi vor fi conectate la sistemele EMS/SCADA care se implementează în prezent la cei cinci DET, prin intermediul unor concentratoare speciale. De asemenea, dintr-o serie de staţii de 400 kV şi 220 kV nu se culeg toate informaţiile necesare pentru conducerea operativă a sistemului electroenergetic, iar din staţiile de 110 kV, chiar şi din staţiile de 110 kV din gestiunea C.N. Transelectrica S.A., nu se culeg în prezent on-line nici un fel de informaţii.

Din analiza comparativă efectuată de ISPE, a actualei dotări hardware existente la nivel de DEC şi DET cu dotarea considerată ca fiind necesară în studiul ECC şi, respectiv, în normativul PE 029/97 (prezentată la pct. 2), s-a constatat:

- *În zona operativă a sistemului EMS/SCADA la nivel de DEC şi respectiv DET-uri* dotarea hardware este practic completă. Singura completare rezultată ca necesară o constituie dotarea, atât la DEC, cât şi la DET-uri, cu câte o unitate videoproiector. În acest sens s-a propus să fie inclusă în investiţie dotarea cu o unitate videoproiector de 12 casete la nivel DEC şi câte o unitate videoproiector de 6 sau 12 casete la nivelul celor cinci DET-uri.
- *În zona neoperativă a sistemului EMS/SCADA la nivel DEC şi respectiv DET-uri* nu s-a realizat dotarea tehnică prevăzută în studiul de fezabilitate elaborat de firma ECC şi în normativul PE 029/97.

În urma analizelor efectuate şi ţinând seama de sumele preconizate a fi disponibile pentru etapa a III-a de modernizare şi de extindere a sistemelor EMS/SCADA de la nivel DEC şi DET, s-a propus următoarele:

- să se includă în cadrul investiţiei ce face obiectul studiului de fezabilitate următoarea dotare hardware (inclusiv software-ul aferent) pentru zona neoperativă a sistemului EMS/SCADA de la DEC:
  - un sistem *simulator de pregătire a operatorilor*;
  - două servere pentru realizarea *sistemului de baze de date istorice;*
  - să se considere că reprezintă o dotare absolut necesară, care trebuie implementată cât mai repede posibil la nivel de DEC, următoarele echipamente:
    - patru staţii de lucru (post management, post planificare, post programare, post întreţinere BD şi un post prelucrare date/imagini);
    - două servere terminale (cu două imprimante şi două hard-copy);
    - două servere de comunicaţie cu alte sisteme informatice (Operatorul Comercial, Operatorul de Transport, LAN-MIS, C.N. Transelectrica S.A., etc.).

La această etapă nu se consideră că este absolut necesar să se prevadă o dotare pentru zona neoperativă a sistemelor EMS/SCADA de la DET-uri, deoarece eventualele necesităţi de calcule off-line ale acestora, care depăşesc capacitatea dotării hardware în curs de implementare, pot fi asigurate de sistemul EMS/SCADA de la DEC.

Din compararea funcţiunilor software SCADA şi EMS prevăzute în studiul ECC şi în normativul PE 029 (prezentate la pct. 1) cu funcţiunile software în prezent implementate la DEC şi DET-uri a rezultat următoarele:

- sunt implementate şi sunt operaţionale la DEC şi DET-uri principalele funcţiuni software de tip SCADA. De asemenea, este achiziţionată şi funcţiunea software de telecomandă, deşi aceasta nu este activă (operaţională), deoarece nu sunt asigurate condiţiile şi dotările tehnice necesare, în principal, la echipamentele primare ce urmează a fi telecomandate (întrerupătoare,

separatoare, comutatoare de ploturi la transformatoare etc.), dar şi la RTU-urile 200, care au fost montate în ultima perioadă în instalaţii (fiind necesară dotarea acestor RTU-uri cu interfeţe specifice, care să asigure transmiterea semnalelor de telecomandă la echipamentele ce urmează a fi telecomandate).

Avându-se în vedere că funcţiunea de telecomandă reprezintă una dintre cele mai importante funcţiuni de tip SCADA, care trebuie realizată atât la DEC, cât şi la DET-uri, s-a propus să se considere că dotarea echipamentelor RTU 200 existente în staţii cu interfeţele specifice, care să asigure transmiterea semnalelor de telecomandă la echipamentele ce urmează a fi telecomandate, reprezintă o dotare absolut necesară, care trebuie implementată într-o etapă imediat următoare.

Se consideră că celelalte funcţiuni software de tip SCADA, care nu au fost încă achiziţionate pentru sistemul EMS/SCADA de la DEC şi DET-uri, nu sunt absolut necesare în perioada imediat următoare. Necesitatea şi momentul achiziţionării lor vor fi stabilite de specialiştii de la DEN. Funcţiunea software de ghid operator – prevăzută în PE 029 –, deşi foarte necesară, deoarece ar uşura mult munca operatorului şi ar spori calificarea acestuia, nu se consideră că ar trebui să fie achiziţionată, ci elaborată de specialiştii DEN.

Sunt implementate şi sunt operaţionale la DEC următoarele funcţiuni software tip EMS:

- topologia şi colorarea dinamică a reţelei (Topology and Dynamic Network Colouring);
- estimator de stare (State Estimator);
- prognoza încărcării pe noduri (Bus Load Forecast);
- estimarea modelului complet (Complete Model Estimation);
- analiza contingenţelor (Contingency Analysis).
- circulaţii de puteri pentru operator (Operator Load Flow);
- verificarea plauzibilităţii (Plausibility Check).

Funcţiunea software *Topology and Dynamic Network Colouring* este implementată şi la DET-uri, în cadrul pachetului de funcţiuni software SCADA.

Funcţiunea de *AGC* este limitată în prezent numai la reglajul frecvenţă-putere (Load Frequency Control - LFC), care se realizează din anul 1992 printr-un sistem separat de sistemul SCADA din dotarea DEC la acea dată. Ţinând seama de condiţiile precare de funcţionare şi exploatare a sistemului care asigură în prezent realizarea reglajului frecvenţă-putere şi de faptul că, în mod uzual, această funcţiune face parte din pachetele software standard de tip EMS (pentru a putea fi corelată şi cu dispecerizarea sarcinii economice sau după ordinea de merit), s-a propus să se includă, în cadrul investiţiei ce face obiectul studiului de fezabilitate, dotarea hardware şi software necesară pentru integrarea şi realizarea funcţiunii de *reglaj frecvenţă-putere* în cadrul sistemului EMS/SCADA de la DEC.

De asemenea, ca urmare a analizelor efectuate, s-a propus ca în cadrul investiţiei ce constituie etapa a III-a de extindere a sistemului EMS/SCADA să fie implementate la nivel de DEC şi următoarele funcţiuni software tip EMS:

- prognoza consumului pe termen scurt (Short-Term Load Forecast);
- dispecer economic (Economic Dispatch) care să asigure dispecerizarea producţiei pe baza ordinii de merit, ţinând seama de restricţiile de sistem ;
- circulaţii optime de puteri (Optimal Power Flow);
- analize de scurtcircuit on-line (Short Circuit Analysis);
- program de analiză a stabilităţii statice şi tranzitorii a sistemului electroenergetic,

iar ca dotare tehnică software care trebuie avută în vedere în cadrul unor etape viitoare de extindere:

- evaluarea schimburilor pe termen scurt (Short-Term Interchange Evaluation);
- monitorizarea schimburilor internaţionale de energie electrică;
- monitorizarea (supravegherea) costului transportului energiei electrice;
- monitorizarea rezervei (Reserve Monitor);
- program de observabilitate pentru reţelele de 110 kV şi reţelele sistemelor vecine.

În cadrul studiului de fezabilitate de extindere a facilităţilor pentru sistemele EMS/SCADA s-a propus şi *modernizarea şi extinderea subsistemelor de achiziţie şi schimb de date de proces din staţii şi centrale electrice*, în principal, prin:

- înlocuirea/upgradarea subsistemelor vechi de achiziţie şi schimb de date de proces, sau numai a anumitor părţi din aceste subsisteme, în unele staţii care deja sunt integrate în sistemele EMS/SCADA de la DET-uri;
- prevederea unor noi subsisteme de achiziţie şi schimb de date de proces în instalaţiile electrice care urmează, cu această ocazie, să fie integrate în sistemele EMS/SCADA de la DET-uri.

În acest sens, s-a prevăzut dotarea tehnică necesară pentru achiziţia de date dintr-un număr de 80 staţii de electrice de 750/400 kV, 400/220/110 kV, 400/110 kV sau 220/110 kV, de la 58 de grupuri energetice amplasate în 18 CTE şi CHE de mare putere, precum şi de la un număr de circa 57 grupuri energetice amplasate în CHE de mică putere, pentru care s-a prevăzut în total un număr de 45 RTU-uri, circa 600 de traductoare, 40 perechi transceivere, 70 UPS-uri şi 57 dulapuri pentru echipamente.

În cadrul investiţiei s-a prevăzut şi achiziţionarea şi implementarea unui *Sistem Gateway tip "URTICA"*, pentru a se asigura posibilitatea de conectare optimă la sistemul de comunicaţii al UCTE.

**BIBLIOGRAFIE**

[1] *Studiul de fezabilitate pentru extinderea facilităţilor sistemului EMS-SCADA pentru Compania Naţională Transport-Dispecer Energie Electrică*, elaborat de ISPE în august 2000.

**(Primit la 8 mai 2001, acceptat la 1 august 2001)**

***În suplimentul de faţă continuăm să tipărim comunicările făcute la masa rotundă din luna mai a.c. asupra stadiului unor proiecte CDI în energie.***

***Prima lucrare tratează cercetări şi dezvoltări tehnologice de produs în domeniul unor echipamente termoenergetice, şi anume a preîncălzitoarelor de aer regenerativ (contract 666/2000).***

***Cel de al doilea proiect vizează modernizarea sistemului de monitorizare a exploatării centralelor hidroelectrice prin echiparea cu traductoare debitmetrice de precizie şi integrarea acestora în sistem (contract 610/2000).***

# Soluţii moderne în construcţia şi reabilitarea preîncălzitoarelor de aer regenerative ale cazanelor de abur din centralele termoelectrice

**ing. NICOLAE CONSTANTINESCU, dr. ing. GICĂ ILIE, ing. GHEORGHE VALERIU, ing. CRISTOFOR TRAIAN***
**dr. ing. GHEORGHE LĂZĂROIU****

Proiect: **Cercetări şi dezvoltări tehnologice de produs pentru realizarea unui preîncălzitor de aer regenerativ în soluţie modernă pentru echiparea cazanelor de abur de 525 t/h pe hidrocarburi din sistemul energetic naţional.**
Contract: 666/2000
Executant: S.C. ICPET S.A.
Finanţare: AMCSIT-POLITEHNICA
Beneficiar şi cofinanţator: S.C. Termoelectrica S.A.
Durata proiectului: 2 ani
Persoană de contact: ing. Nicolae Constantinescu – tel. 499 00 61/4418
fax: 492 00 58
e-mail: boilers@fx.ro

**Rezumat**

*Preîncălzitoarele de aer regenerative care echipează cazanele de abur din sistemul energetic naţional, atât cele de construcţie străină, cât şi cele de concepţie şi construcţie românească, au fost proiectate înainte de anul 1984. Ca urmare ele prezintă soluţii tehnice depăşite moral, în special privind sistemul de etanşări şi sistemul de curăţire a suprafeţelor schimbătoare de căldură, ale căror performanţe în exploatare sunt criticate de către termocentrale. Lucrarea prezintă soluţiile tehnice moderne propuse a se implementa la preîncălzitoarele de aer regenerative în cadrul lucrărilor de reabilitare sau la construcţiile de cazane de abur şi preîncălzitoare de aer noi.*

## Introducere

Datele tehnice de monitorizare din centralele termoelectrice au evidenţiat următoarele aspecte privind performanţele sistemelor de etanşări "aer-gaze de ardere" şi comportarea în exploatare a preîncălzitoarelor de aer regenerative:

- valori mari ale infiltraţiilor de aer în gazele de ardere, de peste 25 % (aer infiltrat raportat la aerul de ardere stoechiometric);
- murdărire a pachetelor de tablă schimbătoare de căldură, datorită eficienţei şi fiabilităţii slabe a sistemului de curăţire cu suflătoare de funingine cu abur utilizat;
- durata de viaţă redusă la etanşările pe arborele rotorului în soluţiile: "cu presetupa de etanşare" sau "cu labirinţi cu inele de frecare concentrice din alamă" utilizate în prezent;
- rezistenţa redusă la coroziune a părţii reci a preîncălzitoarelor de aer regenerative (partea de intrare a aerului şi de ieşire a gazelor de ardere) la cazanele de abur care utilizează combustibil *păcură cu conţinut ridicat de sulf.*

Pe plan mondial, firmele străine specializate în domeniu practică valori ale infiltraţiilor de aer în gazele de ardere la preîncălzitoarele de aer regenerativ de 5...10 %; valorile mici sunt obţinute cu etanşări automatizate, iar valorile mari (8...10 %) corespund etanşărilor neautomatizate.

## Aspecte teoretice

Influenţa aspectelor negative prezentate în funcţionarea preîncălzitoarelor de aer regenerative, asupra funcţionării cazanelor de abur pe care le echipează se traduce prin următoarele:

- funcţionarea preîncălzitoarelor de aer cu infiltraţii mari de aer în gazele de ardere are ca efect direct "supraîncărcarea ventilatoarelor de aer şi a ventilatoarelor de gaze" şi indirect "reducerea randamentului cazanului de abur şi a grupului energetic respectiv", putând de asemenea să conducă la imposibilitatea atingerii sarcinii nominale a cazanului, prin depăşirea capacităţii ventilatoarelor;
- insuficienta curăţire a tablelor schimbătoare de căldură duce la creşterea pierderilor de presiune la circulaţia aerului şi gazelor de ardere prin preîncălzitor, datorită murdăriri şi creează riscul de înfundare a acestora şi de producere de incendii;
- la funcţionarea preîncălzitoarelor de aer cu ataşări pe arborele rotorului deteriorate, pe lângă pierderile de aer care au loc spre exterior, se produc încălzirea suplimentară şi degradarea uleiului de ungere de la lagărele preîncălzitorului;
- rezistenţa redusă la coroziune a părţilor de preîncălzitor de la partea rece are ca efect o durată de utilizare redusă a lor şi ca urmare cheltuieli mari cu piesele de uzură şi cu reparaţiile şi de asemenea o disponibilitate redusă a preîncălzitorului de aer.

## Aspecte practice

Sistemul de etanşări al preîncălzitorului de aer regenerativ rotativ, dintre fluxurile de aer şi de gaze de ardere, este prezentat în figura 1 şi este compus din:

- etanşare radială, dispusă pe suprafeţele frontale ale rotorului;
- etanşare axială, dispusă pe generatoarele rotorului, la capetele extreme ale etanşării radiale;
- etanşare circumferenţială, prevăzută la nivelul flanşelor rotorului, pe părţile de aer şi respectiv de gaze de ardere.

Volumul infiltraţiilor de aer în gazele de ardere depinde de diferenţa de presiune între partea de aer şi partea de gaze, de mărimea jocurilor în etanşări faţă de rotor şi de numărul de labirinţi care se constituie în etanşări.

* S.C. ICPET S.A
** Universitatea "POLITEHNICA" Bucureşti, UPB -Fac. Energetică

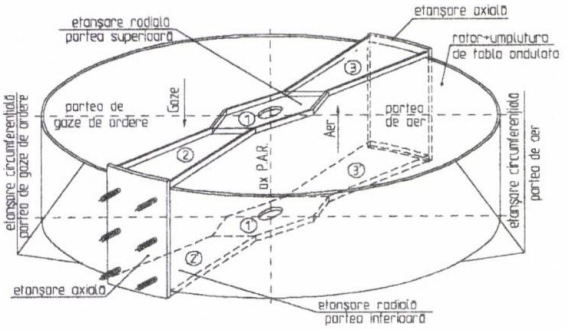



Fig. 1. Sistemul de etanşări "aer-gaze de ardere" PAR.

Astfel, pentru obţinerea unor etanşări bune trebuie insistat pentru îmbunătăţirea acestor factori;

- jocuri de funcţionare minime în etanşări pot fi obţinute prin realizarea unui corp rotor cu abateri minime de la formă geometrică (planitate, pentru suprafeţele frontale, şi cilindricitate, pentru periferia rotorului) şi prin conceperea şi executarea unor etanşări care să permită realizarea de jocuri de funcţionare minime, fără pericol de avarii în exploatare şi care se vor menţine neschimbate în timp.

- se poate obţine creşterea la 2 a numărului de labirinţi în etanşările radiale şi axiale prin intervenţii minore la corpul rotorului, iar pentru etanşarea circumferenţială printr-o concepţie nouă.

Dublarea numărului de labirinţi în etanşări va avea ca efect reducerea cu 30 % a scăpărilor de aer în gazele de ardere.

Implementarea acestor soluţii, împreună cu o rigurozitate privind execuţia, montajul şi închiderea tuturor spaţiilor de scăpări dintre părţile de aer şi de gaze de ardere ale preîncălzitorului de aer vor duce la obţinerea unor valori ale infiltraţiilor de aer în gazele de ardere sub maximum 10 % pentru preîncălzitoarele de aer regenerative bisector existente în ţară, fără a fi necesare etanşări automatizate.

## Rezultate şi concluzii

Soluţiile moderne practicate de către firmele străine constructoare de preîncălzitoare de aer regenerative, care răspund necesităţilor noastre interne şi care sunt implementate în proiectul-contract nr. 666/2000, sunt următoarele:

- etanşări aer-gaze de ardere (radiale, axiale şi circumferenţiale) dublu labirint;
- rotor cu număr dublu de pereţi radiali, creaţi prin montarea de pereţi radiali suplimentari falşi;
- etanşări pe arborele rotorului cu frecare redusă, cu blocul purtător al inelelor de etanşare mobil;
- instalaţie de curăţire PAR cu suflătoare de funingine cu abur cu cursă liniară retractabile, cu eficienţă şi fiabilitate superioare suflatoarelor cu cursă unghiulară;
- acţionare PAR auxiliară, cu turaţia de antrenare a rotorului redusă şi cu motorul electric alimentat de la sursa de consumatori vitali, pentru continuarea rotirii rotorului la căderile de tensiune din termocentrală;
- pentru preîncălzitoarele de aer regenerative de la cazanele de abur cu combustibil *păcură cu conţinut ridicat de sulf*;
- pachetele schimbătoare de căldură de la zona rece a PAR executate cu table emailate;
- executarea părţii reci a preîncălzitoarelor de aer regenerative cu tablă din oţel tip CORTEN, cu rezistenţă superioară la coroziune.

*

**Pentru documentare s-au folosit:**

- Expunerile de la Simpozionul S.C. Termoelectrica S.A., de la SA Iaşi – septembrie 1999.
- Cereri de ofertă primite de S.C. ICPET S.A. pentru preîncălzitoare de aer regenerative.
- Documentaţii de firmă, rapoarte de neconformitate S.C. ICPET S.A.

# Eficientizarea conducerii operative a centralelor hidroelectrice prin urmărirea on-line a parametrilor de funcţionare. Aplicaţie la S.H. Curtea de Argeş

**ing. Adrian TURBATU*, conf. dr. ing. Victoriţa RĂDULESCU**, ing. Traian ABRUDAN*****

Proiect: **Eficientizarea conducerii operative a centralelor hidroelectrice prin urmărirea on-line a parametrilor de funcţionare. Aplicaţie la S.H. Curtea de Argeş.**
Contract: 610 / 2000
Executant: SC ICEMENERG SA
Beneficiar şi cofinanţator: SC Hidroelectrica SA
Durata proiectului: 27 luni
Persoana de contact: ing. Adrian TURBATU
Fax: 346 19 20; e-mail: aturbatu@icemenerg.vsat.ro

## Introducere

Valorificarea eficientă a stocului de apă disponibil presupune stabilirea unui mod optim de exploatare a amenajărilor hidroenergetice. Acest lucru se poate face numai pe baza cunoaşterii valorii parametrilor reali de exploatare, precum şi a variaţiei (evoluţiei) acestora în timp. Unul din aceşti parametri îl constituie şi debitul (volumul) de apă turbinat.

Având în vedere că în marea majoritate a centralelor hidroelectrice există prize de presiune şi chiar instalaţii pentru măsurarea debitului şi volumului de apă turbinat, dezafectate sau scoase parţial din funcţiune, s-a ajuns la următoarele concluzii:

- în actuala perioadă de tranziţie, în care fondurile alocate implementării noilor instalaţii de măsură şi control sunt limitate, pentru măsurarea debitului şi volumului de apă turbinat trebuie gasită o soluţie de modernizare a vechilor instalaţii, care să fie cât mai precisă (eroare de măsură sub 2%) şi fiabilă;
- eforturile tehnico-economice de implementare a unei asemenea instalaţii sunt în funcţie de varianta aleasă (varianta minimală implicând folosirea confecţiilor metalice şi electrice deja existente - conducte, racorduri, vase de expansiune şi decantare, vas colector, trasee de cabluri, varianta maximală implicând realizarea instalaţiei complete);
- datele furnizate de această instalaţie să poată fi vizualizate şi stocate local în camera de comandă, preluate şi prelucrate de alte instalaţii de proces sau unităţi periferice de calcul.

* S.C. ICEMENERG S.A.
** UNIVERSITATEA "POLITEHNICA" Bucureşti
*** S.C. Hicroelectrica S.A.

În consecinţă, s-a ales o variantă de modernizare pentru o instalaţie de măsurarea a debitului şi volumului de apă turbinat care constă din:

- sisteme primare de sesizare a debitelor (prize de presiune, sonde debitmetrice etc.);
- un traseu al circuitului hidraulic cât mai redus;
- un circuit hidraulic cu ventile automate pentru aerisire şi purjare;
- traductoare de presiune diferenţială cu precizie şi fiabilitate ridicată (eventual import);
- unitate inteligentă de prelucrare şi afişare a debitului şi volumului de apă turbinată;
- posibilitatea interfaţării cu o unitate de calcul sau alte unităţi periferice;
- elemente de interconectare mecanice şi electrice (conducte, racorduri, vase de expansiune şi trasee de cabluri).

## Metoda centrifugală de determinare a debitului

Metoda Winter-Kenedy stă la baza măsurării debitului turbinat, iar determinarea se face pe baza diferenţei de presiune $\Delta h$ între două puncte extreme ale camerei spirale.

Această metodă se bazează pe legătura dintre debitul care curge prin camera spirală şi diferenţa de presiune care apare între exteriorul şi interiorul acesteia. De obicei se consideră că viteza satisface legea cuplului hidraulic constant. Pe baza acestui considerent se determină diferenţa de presiune între punctele extreme ale secţiunii. Astfel, dacă se notează cu $R$ raza medie de curbură a secţiunii şi cu $a$ distanţa de la secţiunea medie la cele două extremităţi (cei doi pereţi), diferenţa de presiune va fi:

$$\Delta h = \frac{\Delta p}{\gamma} = \frac{v_1^2 - v_2^2}{2g} = \frac{C^2}{2g}\left[\frac{1}{(R-a)^2} - \frac{1}{(R+a)^2}\right] = \left(\frac{\gamma_m}{\gamma} - 1\right)\Delta h' \qquad (1)$$

Pentru cuplul C avem expresia:

$$C = \frac{R^2 - a^2}{2\sqrt{R \cdot a}}\sqrt{2g \cdot \Delta h}.$$

Înlocuind expresia cuplului în relaţia (1) se obţine caracteristica teoretică a aparatului de măsură.

$$Q = \int_{R-a}^{R+a} v \cdot b \cdot dr$$

Debitul real va avea expresia:

$$Q = \mu \cdot \pi \cdot a^2 \cdot B \cdot \sqrt{2g \cdot \Delta h},$$

unde:

$$B = \frac{\left(\frac{R}{a}\right)^2 - 1}{\sqrt{\frac{R}{a}}}\left[\frac{R}{a} - \sqrt{\left(\frac{R}{a}\right)^2 - 1}\right].$$

S-a constatat experimental că în secţiunile care au un unghi la centru de 45° - 90°, la viteze cuprinse între 1 - 3 m/s, $\Delta h$ nu depinde decât în mică măsură de unghiul la centru. Indicaţiile acestor debitmetre depind, de asemenea, în mică măsură de vâscozitatea lichidului şi de pulsaţiile de presiune, în schimb rugozitatea pereţilor camerei spirale şi abaterile de la formă şi poziţia prizelor de presiune influenţează puternic caracteristica aparatului. Prizele de presiune se dispun pe bisectoarea unghiului la centru al camerei spirale. Raza R trebuie măsurată cu precizie de 0,5 %, iar raza $a$ cu precizie de 0,15 %. Coeficientul de debit $\mu$ are tendinţa de scădere o dată cu scăderea numărului Re, în intervalul $0{,}7 \cdot 10^5 \div 10^6$ variaţia fiind de 1,5 %.

## Calculul erorilor de măsurare a debitelor

În cazul măsurătorilor directe, cum este cazul măsurării de debite, pentru a se obţine rezultatul corect se fac următoarele operaţii:

- se stabilesc legile erorilor sistematice pe baza cărora se calculează corecţiile $C_i$;
- se determină rezultatele corectate ale măsurătorii $x'_i$ cu relaţia: $x'_i = x_i + C_i$;
- se examinează rezultatele măsurătorilor, eliminându-se erorile grosolane;
- se calculează media aritmetică, cu relaţia $\bar{x}' = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} x'_i$ ;
- se determină eroarea medie pătratică a unei măsurători individuale $\sigma_{x'} = \sqrt{\frac{1}{n-1}\sum_{i=1}^{n}(x'_i - \bar{x}')^2}$ sau a unui set de măsurători;
- se alege, în funcţie de importanţa masurătorii, un anumit nivel de încredere (de obicei 95%), în cazul de faţă însă 98%;
- se determină rezultatul corectat şi creditat al măsurătorii (rezultatul final) $\bar{x}'_f = \bar{x}' \pm \frac{\sigma_{x'}}{\sqrt{n}}$.

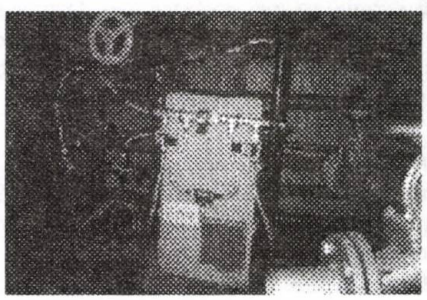
Se recomandă utilizarea unor aparate care să aibă erori de măsură cât mai mici, deoarece, orice eroare apărută la măsurarea debitelor se regăseşte în randamentul hidroagregatelor şi deci al întregului grup aflat în exploatare.

## Caracteristici funcţionale ale instalaţiei de măsură

Instalaţia destinată măsurării debitelor turbinate ale hidroagregatelor echipate cu turbine de tip Kaplan şi Francis este compusă din:

- blocul de măsură şi acţionare, situat în imediata apropiere a prizelor de presiune ale fiecărui grup;
- unitate de afişare, comandă şi control, situată în camera de comandă care poate gestiona măsurarea debitului şi aerisirea automată pentru mai multe grupuri.

**1. Blocul de măsură şi acţionare** - are în componenţă:



a). *Traductor de presiune diferenţială piezorezistiv (tip Keller, Siemens, Endress&Hauser etc.)*

Caracteristici:
- precizia : 0.5%FS, opţional 0,1 şi 0,2% FS
- liniaritate: +/- 0.2%
- anduranţă: > 10 mil. cicluri 0 ... 100% FS
- ieşire: 4-20mA
- protecţie: IP 65

b) *Sistem de electrovalve-import, pentru realizarea automată a aerisirii (tip Asco-Joucomatic, Endress&Hauser, etc.)*

Caracteristici:
- vâscozitate: maximum: 65cSt ($mm^2/s$);
- timp de răspuns: maximum 20ms
- acţionare: 24V (c.c. sau c.a.) ;
- temperatură de operare: - $20^0$C la + $85^0$C ;
- pot fi montate în orice poziţie fără a fi afectată funcţionarea.

c) *Bloc comunicaţie şi comenzi care:*

• preia semnalul analogic de la traductorul de presiune, realizează conversia acestuia în frecvenţă şi îl transmite blocului de comandă şi control;

• în urma comenzilor primite de la blocul de comandă şi control, transmite semnale de acţionare pentru electroventile, în vederea realizării aerisirii automate a instalaţiei.

## 2. Unitatea de comandă şi control:

Blocul de comandă şi control este construit în jurul unui microcontroller, prevăzut cu un dispozitiv de afişare cu cristale lichide (LCD) 2 x 16 caractere şi o tastatură de unde se poate seta modul de funcţionare a sistemului. Aparatul poate afişa :

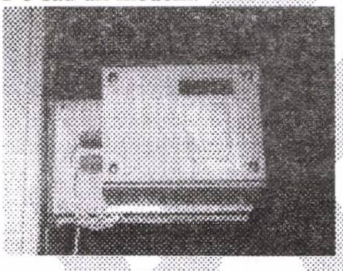
• debitul turbinat pe grupuri şi centrală ;

• volumul de apă uzinat (pe grupuri şi centrală) la diferite secvenţe de timp;

• semnalul neprelucrat furnizat de traductoare (informaţie utilă la etalonarea şi verificarea sistemului);

•alte mărimi şi informaţii utile (de comun acord se poate modela aplicaţia);

•prin intermediul ieşirii seriale permite conectarea cu un PC sau un modem.



Setările aparatului, care dictează modul de lucru, se fac printr-un meniu, pus la punct de autori, uşor de utilizat.

Contorizarea volumului de apă turbinat se face pe zi/lună/an şi rămâne în memoria internă indiferent de dispariţia tensiunii de alimentare, unitatea de măsură şi control fiind prevăzută cu acumulatoare tampon.

Aparatul permite setarea coeficientului debitmetric "k" din formula de calcul al debitului. Acest lucru este util, deoarece în timp coeficientul se poate modifica şi datorită acestei facilităţi sistemul se poate reetalona ori de câte ori este necesar.

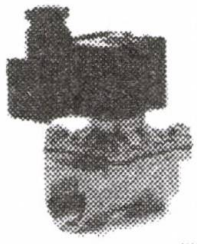
## Efecte scontate

Acest tip de echipament de măsură reuşeşte să rezolve o serie de probleme care apar la măsurarea debitului şi volumului de apă uzinat. Asfel:

✓ se elimină erorile de citire şi prelucrare date;

✓ informaţiile culese prin măsurători pot fi transmise prin cod serial spre un calculator, unde se prelucrează cu ajutorul softului specializat, obţinându-se astfel o înregistrare cât mai exactă a variaţiei valorilor de debit pe întreg domeniul de măsură (grup, centrală, amenajare);

✓ se pot lua decizii în vederea efectuării de revizii sau reparaţii la echipamentele hidroenergetice sau uvrajelor hidrotehnice aferente, asigurându-se astfel:



- economie de apă, care ulterior poate fi valorificată superior prin uzinarea la o cădere mai mare ;
- posibilitatea realizării de strategii, programe de calcul, metodologii de optimizare a funcţionării grupurilor.

Se doreşte utilizarea unor echipamente cât mai ieftine, uşor de amplasat, preferabil produse pe piaţa internă (pentru a micşora efortul valutar), dar competitive şi care să poată fi racordate la o instalaţie de proces complet automatizată pentru urmărirea on-line a mărimilor măsurate.

## Rezultate şi concluzii

Principalul element de noutate al acestei instalaţii supuse procesului de modernizare constă în faptul că s-a realizat automatizarea aerisirii instalaţiei folosind electrovalve comandate de unitatea de comandă şi control. De asemenea, la nici una din vechile instalaţii existente în centrale nu există posibilitatea interconectării la o buclă de proces complet automatizată, lucru realizat în această etapă prin intermediul unităţii de comandă construită în jurul unui microcontroller şi prevăzută cu interfaţă serială RS 232/485 pentru conexiunea cu ale unităţi de proces.

Procedeul s-a aplicat cu succes la centrala hidoelectrică Someşul Cald, unde funcţionează la parametrii proiectaţi şi se găseşte în faza finală de probe, măsurători şi urmărire în exploatare la CHE Mărişelu. În urma montării acestei instalaţii personalul de exploatare poate gestiona debitul şi volumul de apă uzinat într-o anumită perioadă de timp şi poate răspunde cu multă operativitate la cerinţele Dispecerului hidro de amenajare.

În prezent, în urma câştigării proiectului RELANSIN nr. 610/ 2000 se realizează această instalaţie la CHE Vidraru.

Deşi mai moderne, debitmetrele cu ultrasunete, implementate de unele institute de cercetare de profil, prezintă dezavantajul major al preţului de cost foarte ridicat, dar şi anumite restricţii din punct de vedere constructiv (distanţa de măsură care reprezintă de opt ori diametrul conductei, trebuie să fie perfect rectilinie). În aceste condiţii, de o bună apreciere se bucură în continuare metoda "clasică" Winter-Kenedy, în care debitul este măsurat pe baza diferenţei de presiune $\Delta h$ între două puncte extreme ale camerei spirale.

**BIBLIOGRAFIE**


[1] Kumiaşvili, P.G., Serkov, V.S., Smirnov, A.M. ş.a. *Exploatarea centralelor hidroelectrice*, Ed. Tehnică, Bucureşti, 1980.

[2] Diaconu, C. , Şerban, P. *Sinteze şi regionalizări hidrologice*, Ed. Tehnică, Bucureşti, 1994.

[3] Gabriel, Gh. *Măsurarea debitelor de fluide*, Ed. Tehnică, Bucureşti, 1978.

[4] Ionescu, G. , Sgârciu, V. , Moţit, H. M., Dobrescu, R. , Stamate, C. *Traductoare pentru automatizări industriale*, Ed. Tehnică, Bucureşti, 1996


❐

# Sistemul de telegestiune al conturului energetic al S.D. Bucureşti

**ing. Eugen VIJOLI***
**ing. Mihai RUXANDA***
**teh. Cristian GHIŢĂ***

*Articolul constituie o scurtă prezentare a sistemului de telegestiune a conturului energetic, instalat şi în funcţiune în S.D.Bucureşti, referitor la principalele caracteristici hard/soft ale sistemului, modul în care acesta este configurat şi utilizat şi perspectivele de dezvoltare ale acestuia.*

Descriptori: energie, distribuţie, contur energetic

Între activităţile desfăşurate în cadrul S.D. Bucureşti o însemnătate deosebită o are, din punct de vedere economic şi organizatoric, activitatea de gestiune a energiei electrice. Pentru realizarea practică a acestei activităţi este necesară monitorizarea schimburilor energetice între S.D. Bucureşti şi partenerii săi, atât din cadrul S.C. Electrica S.A. cât şi din afara acesteia (C.N. Transelectrica S.A., S.C. Termoelectrica S.A. etc.).

Intenţia lucrării de faţă este de a face o scurtă prezentare a sistemului de telegestiune al conturului instalat la S.D. Bucureşti, atât din punctul de vedere al dotării hardware, cât şi al funcţiilor realizate.

Sistemul constă dintr-o instalaţie DGC2000, producător LANDIS & GYR, şi realizează următoarele funcţii:

- achiziţia de date din punctele de schimb de pe conturul energetic al SDB;
- concentrarea informaţiilor şi transmiterea acestora la sediul central;
- prelucrarea datelor în vederea obţinerii informaţiilor necesare utilizatorilor sistemului;
- asigurarea informaţiilor necesare mentenanţei sistemului.

**Notă.** Informaţiile care urmează se referă la prima etapă a implementării acestui sistem.

Sistemul de telegestiune al conturului energetic al S.D. Bucureşti are o arhitectură distribuită, ierarhizată pe trei niveluri (punct de schimb, RTU, unitate centrală), structură care îi conferă o siguranţă ridicată a datelor de contorizare şi permite repartizarea funcţiilor pe subsisteme.

Schema de principiu a sistemului este prezentată în figura 1.

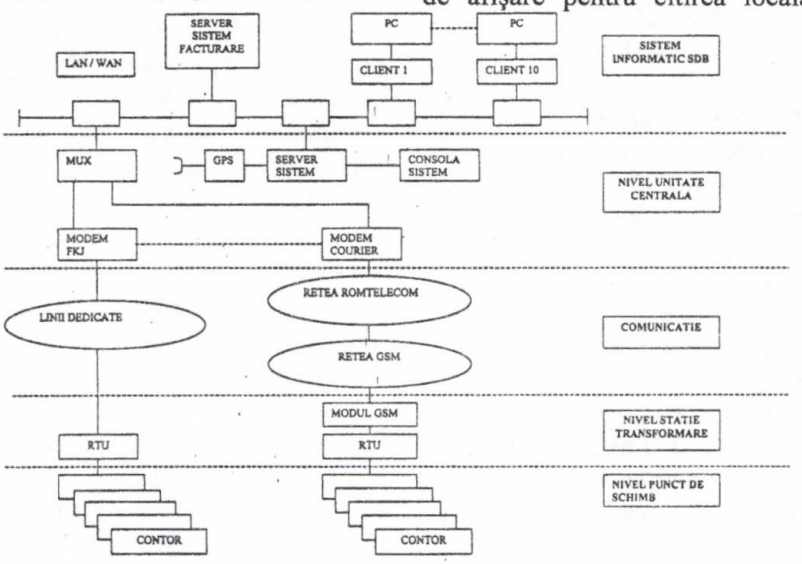



Fig. 1. Schema bloc a sistemului.

Interfaţa cu utilizatorii sistemului se efectuează prin intermediul aplicaţiei DGC2000 care rulează pe unitatea centrală (UC).

Pentru facilitarea înţelegerii articolului se enumeră în continuare termenii specifici utilizaţi.

## I. Principalele caracteristici hard/soft ale sistemului

**I.1. Nivelul punct de schimb** constituit de contoare LANDIS & GYR tip ZMB 405, aparate electronice având clasa de precizie 0,5S, cu o construcţie "inteligentă", care asigură măsurarea energiei active pe cele două sensuri şi a energiei reactive în cele patru cadrane, permiţând obţinerea curbelor de sarcină şi aplicarea unor programe complexe de tarifare.

Perioada de integrare pentru curbele de sarcină este de 15 minute iar perioada de reactualizare pentru date tip billing – 10 minute.

Transmiterea informaţiilor către nivelul ierarhic superior – Remote Terminal Unit (RTU) – se efectuează prin transmisie de date, utilizând în acest scop o interfaţă serială prin buclă de curent IEC 1107.

Contorul este prevăzut cu panou de afişare pentru citirea locală a datelor şi cu alimentare auxiliară pentru afişaj şi comunicaţie.

Parametrizarea contorului se poate efectua numai local, prin interfaţa optică.

La acest nivel se realizează conversia analog – digitală, procesarea datelor de contorizare în vederea afişării acestora şi transmiterii către RTU şi stocarea datelor pentru curba de sarcină pe un interval de peste 300 zile, iar a datelor de billing (billing data[1]) pentru un număr de maximum 15 reset [2]-uri.

* S.C. Electrica S.A. – Sucursala de Distribuţie Bucureşti

[1] BILLING DATA – date citite din contoare prin intermediul RTU (index contor). Pot fi afişate şi/sau transmise unui sistem de facturare.

[2] RESET - autocitire cu zerorizarea numărătoarelor asociate metering point-urilor contorului; METERING POINT – parametru de tip curbă de sarcină, programat pe un contor.

Asigurarea securităţii datelor este realizată la acest nivel atât prin "chei" fizice (sigilii de securitate pentru accesul la cutia de borne – sigiliu metrologic pentru accesul la butonul de parametrizare), cât şi "chei" soft (sistem de parolare, având disponibile până la şapte niveluri de parolare, utilizabile pentru prevenirea accesului ilegal la datele de contorizare şi pentru asigurarea accesului selectiv al utilizatorilor la baza de date a contorului).

Din punctul de vedere al funcţionalităţii sistemului, scoaterea din funcţiune a unui contor sau a comunicaţiei contor – RTU este semnalizată şi nu afectează decât valorile punctului de măsură respectiv.

**A. Nivelul staţie de transformare** este concretizat prin RTU tip METCOM MTT3, care realizează citirea şi stocarea datelor de la contoare şi poate comanda reset la momente prestabilite.

Comunicaţia cu contoarele este efectuată prin opt intrări în bucla de curent IEC 1107, permiţând achiziţia de date de la maximum opt contoare, două dintre aceste intrări putând fi configurate şi pentru primire de date sub formă de impulsuri, iar comunicaţia de date cu unitatea centrală se realizează printr-un modem integrat, capabil să funcţioneze atât pe linii telefonice dedicate, cât şi pe linii telefonice comutate, în protocol SCTM. Prin adăugarea unui modul GSM tip SIEMENS M20 se poate realiza legătura şi prin reţeaua GSM.

Schimbul de informaţii cu contorul se efectuează după fiecare perioadă de integrare, iar cel cu unitatea centrală este declanşat, în funcţie de programare, atât de unitatea centrală, cât şi de RTU, automat sau manual.

Perioada de stocare a datelor pentru curbele de sarcină este între 33 şi 78 zile, în funcţie de numărul de curbe de sarcină programate.

RTU conţine ceas cu calendar, realizând şi sincronizarea ceasurilor contoarelor.

În afara datelor rezultate din măsurarea energiei citeşte şi stochează şi date de mentenanţă de la contoare şi emite către unitatea centrală eventuale mesaje de eroare, referitoare la evenimentele care pot influenţa corectitudinea datelor.

Parametrizarea se efectuează prin interfaţa optică (IEC 1107).

Securitatea datelor este asigurată atât fizic, prin sigilarea cutiei de borne, cât şi soft, prin protocoalele de comunicaţie utilizate. În plus, utilizând modul de comunicaţie la cererea RTU-ului, posibilitatea accesului neautorizat la datele de contorizare devine nulă (contorul nu poate fi reparametrizat de la distanţă, prin intermediul RTU).

Scoaterea din funcţiune a RTU sau a comunicaţiei RTU – unitate centrală nu afectează preluarea/prelucrarea datelor la nivelul contoarelor, achiziţia datelor de curbă de sarcină putând fi reluată la repunerea în funcţiune a RTU, în cadrul intervalului de stocare.

**B. Nivelul unitate centrală** constă dintr-o staţie ALPHA SERVER care funcţionează ca server de sistem, server de comunicaţie, de aplicaţie, SGBD, având ca periferice consola de sistem, imprimanta, echipament de comunicaţie (modemuri FKJ 1.11 sau COURIER) şi un receptor GPS.

Staţia centrală constă într-o platformă UNIX pe 64 biţi, prevăzută cu interfaţă grafică OSF/MOTIF – sistem X Windows, baza de date relaţională SGBD ORACLE, interfaţa de date standard SQL permiţând şi controlul altor baze de date, sistem de operare multitasking, multiuser, capacitate de conectare la o reţea client/server şi capacitate de integrare în reţea TCP/IP.

Funcţiile sistemului sunt comandate prin intermediul aplicaţiei DGC2000 implementată pe unitatea centrală. Acestea sunt:

**a) Achiziţia serială a datelor de contorizare şi a mesajelor referitoare la starea sistemului**

Achiziţia de date se poate efectua în următoarele moduri:

- automat - achiziţii programate prin modulul de programare;
- manual - lansare manuală a listelor de achiziţie;
- citire individuală a datelor din contoare prin intermediul facilităţilor de mentenanţă.

Se achiziţionează date de contorizare, sub formă de raw data[3] (date primare preluate de la contor), report data[4] (date obţinute din prelucrarea raw data), billing data (date de facturare - index) şi date referitoare la funcţionarea sistemului, adică la starea valorilor măsurate, starea comunicaţiei contor – RTU, evenimentele spontane apărute în sistem

**b) Stocarea datelor** pentru un interval de timp programabil, în condiţii de siguranţă, cu drepturi de acces individualizate pentru fiecare post de lucru, integrate în programul de gestionare a bazelor de date ORACLE.

Structura bazei de date a sistemului şi prelucrările efectuate în cadrul DGC2000 sunt prezentate în figura 2.

**c) Substituirea datelor.** Datele de substituire introduse manual sunt marcate ca atare şi stocate separat de cele achiziţionate, fără a le înlocui. Operaţia este marcată în log book, împreună cu identificatorul celui a efectuat-o.

**d) Back-up şi arhivarea datelor.**

**e) Pocesarea datelor.** Din procesarea datelor rezultă:

**1. Cross Sum (CS)** – calcule complexe aplicate report data.

Pentru obţinerea lor se definesc date de identificare a CS, formatul de afişare, perioada de validitate, perioada de stocare a CS calculat,

[3] RAW DATA - date primare măsurate de contor, memorate în RTU şi în UC.

[4] REPORT DATA – date rezultate din prelucrarea RAW DATA.

CS care succede la expirarea perioadei de validitate a celui definit (dacă este cazul), datele utilizate şi operaţiile de efectuat asupra acestora. Practic, ultimele două definiri sunt similare cu definirea unei proceduri Pascal.

2) Rapoarte definite de utilizator (fig. 3), care se obţin în principal din datele utilizate pentru trasarea curbelor de sarcină, pe baza unor formate predefinite la nivel global (întregul raport) sau la nivel de celulă.

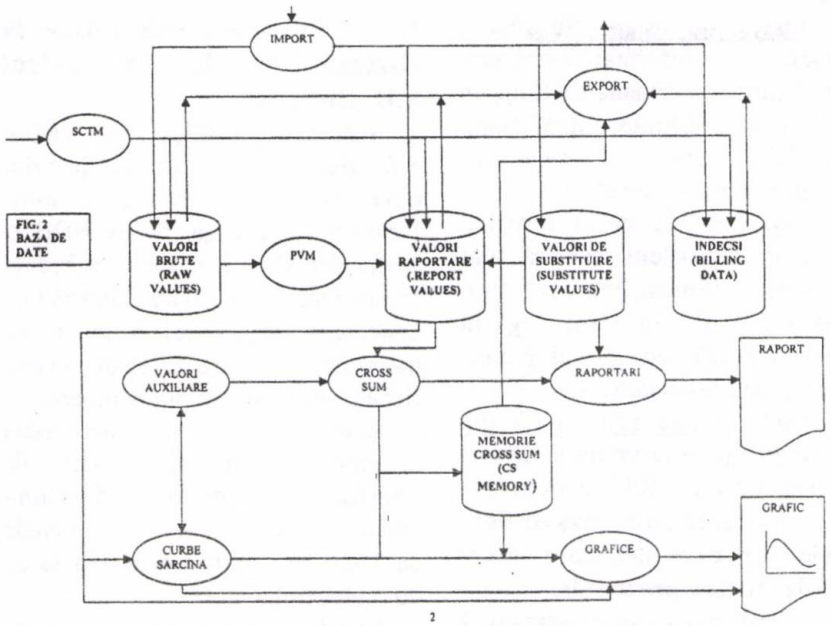



Fig. 2. Schema bloc a bazei de date a aplicaţiei DGC2000.

SD Giurgiu 07-DEC-2000

| time | Primire SDB kWh | Debitare SDB kWh | Balanta kWh |
|---|---|---|---|
| 07.12.2000 01:0 | 600.00 | 25.00 | 575.00 |
| 07.12.2000 02:0 | 0.00 | 850.00 | -850.00 |
| 07.12.2000 03:0 | 0.00 | 1475.00 | -1475.0 |
| 07.12.2000 04:0 | 0.00 | 1700.00 | -1700.0 |
| 07.12.2000 05:0 | 25.00 | 1100.00 | -1075.0 |
| 07.12.2000 06:0 | 775.00 | 0.00 | 775.00 |
| 07.12.2000 07:0 | 2900.00 | 0.00 | 2900.00 |
| 07.12.2000 08:0 | 5000.00 | 0.00 | 5000.00 |
| 07.12.2000 09:0 | 4850.00 | 100.00 | 4750.00 |
| 07.12.2000 10:0 | 4375.00 | 0.00 | 4375.00 |
| 07.12.2000 11:0 | 4625.00 | 200.00 | 4425.00 |
| 07.12.2000 12:0 | 4675.00 | 0.00 | 4675.00 |
| 07.12.2000 13:0 | 5925.00 | 0.00 | 5925.00 |
| 07.12.2000 14:0 | 7350.00 | 0.00 | 7350.00 |
| 07.12.2000 15:0 | 2075.00 | 150.00 | 1925.00 |
| 07.12.2000 16:0 | 3250.00 | 0.00 | 3250.00 |
| 07.12.2000 17:0 | 3100.00 | 0.00 | 3100.00 |
| 07.12.2000 18:0 | 3450.00 | 0.00 | 3450.00 |
| 07.12.2000 19:0 | 3475.00 | 0.00 | 3475.00 |
| 07.12.2000 20:0 | 3700.00 | 0.00 | 3700.00 |
| 07.12.2000 21:0 | 3825.00 | 0.00 | 3825.00 |
| 07.12.2000 22:0 | 3550.00 | 0.00 | 3550.00 |
| 07.12.2000 23:0 | 2525.00 | 0.00 | 2525.00 |
| 12/8/00 0:00 | 800.00 | 225.00 | 575.00 |
| | 70850.00 | 5825.00 | 65025.00 |

Fig. 3. Exemplu de raport exportat şi citit cu WORD.

## 2. Rapoarte

### a) Din date de contorizare

1) Rapoarte în format fix, predefinit de sistem (RAW DATA REPORTS):

➢ Rapoarte de RAW DATA care conţin identificator RTU, contor şi metering point, ştampila de timp, valoare măsurată, flag de stare pentru valoare şi achiziţie şi tarif.

➢ Rapoarte de REPORT DATA care conţin date obţinute prin prelucrarea RAW DATA şi au acelaşi format cu rapoartele precedente.

➢ Rapoarte de BILLING DATA, care se prezintă sub forma unor liste conţinând identificatori contor, valori curente şi memorate la momente prestabilite pentru putere maximă, energie activă pe sens de vehiculare şi energie reactivă în cele patru cadrane, ore de funcţionare baterie contor, ştampile de timp pentru valorile afişate, număr de incidente, număr de reseturi şi mesajul de eroare curent pentru comunicaţia serială.

Global se definesc datele de identificare a raportului, perioada de raportare (zi, săptămână, lună, an), începutul perioadei de raportare (zi/săptămână/lună), perioada de validitate.

Pentru fiecare celulă se definesc tipul conţinutului (text, rezultat, timp), prezentare grafică, sursă de date (contor, cross sum, coloană, raport, date auxiliare, reprezentarea datelor (valori de raport etc.), dacă este cumulativ sau nu, decalări de timp, valori mediate, dacă se utilizează compresie de timp, operaţie efectuată (sumă, medie), perioada de integrare şi definirea şi parametrii rezultatului.

Rapoartele pot fi de tip normal, generic ("formular" aplicabil asupra unor surse de date definite ulterior) sau Instance (obţinute din rapoarte generice prin precizarea sursei de date).

Coloanele şi liniile rapoartelor pot conţine valori report, rezultatele unor operaţii relativ simple, cu un număr limitat de date sau rezultatele unor CROSS SUM-uri.

Datele conţinute în rapoarte pot fi grupate după timp sau metering point şi pot fi obţinute pentru orice perioadă de timp, implicit pentru ziua curentă.

### 3. Grafice (fig. 4)

Datele conţinute în rapoarte pot fi prezentate şi sub formă grafică. Pentru obţinerea unui grafic se definesc formatul graficului (denumire, tip, mod de prezentare - linie, histograma etc., axa timpului, amplasarea denumirii graficului şi a legendei) şi setul de date (denumire, titluri - grafic, axă timp, axă valori -, eventuale valori minime/maxime pentru axa valorilor, tipul şi denumirea sursei date - RTU, raport, CS - cu precizarea datelor utilizate).

**OBSERVAŢII:**

a. Atât achiziţiile, cât şi rapoartele, CS şi graficele pot fi aranjate în grupuri şi liste de execuţie, care pot fi lansate atât automat (la momente prestabilite prin programator), cât şi manual, individual sau în grup.

b. La comanda de creare a unui grafic (raport, CS) sunt lansate automat şi comenzile de creare a eventualelor rapoarte sau CS conţinute în definirea acestuia.

c. Rezultatele prelucrărilor pot fi vizualizate, listate la imprimantă sau convertite (cu excepţia graficelor) în format LG sau text, în vederea exportului către un alt sistem, pentru prelucrări ulterioare.

d. Fiind vorba de o bază de date ORACLE se pot obţine direct, prin interogări SQL, şi alte rapoarte/situaţii care nu au fost prevăzute în cadrul aplicaţiei DGC2000 (valabil şi pentru rapoarte referitoare la starea sistemului).

e. După expirarea perioadei de validitate a tarifelor, CS şi rapoartelor, acestea sunt şterse automat (sau manual) la prima lansare a comenzii de purjare a bazei de date.

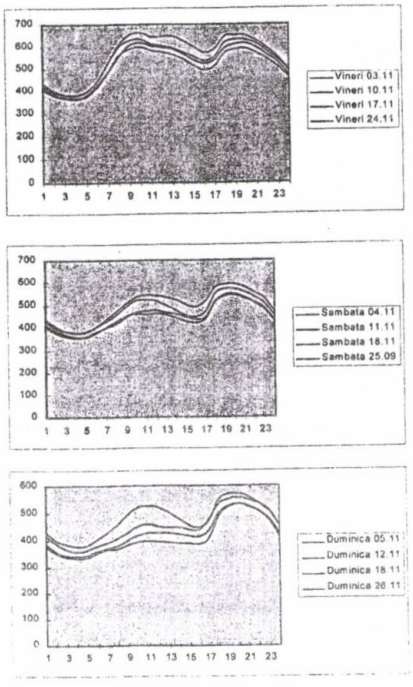



Fig. 4. Exemple de grafice.

*b) Din date referitoare la starea sistemului*

Aceste rapoarte sunt prezentate la cerere, în formate fixe, pe domemii definite, prezentând starea sau evoluţia în timp a stării sistemului pe un anume interval de timp.

Ca exemple ale unor astfel de raportari pot fi menţionate următoarele domenii cu raportările respective:

- Comunicaţie, care conţin starea dispozitivului, evenimente spontane şi statistica de comunicaţie RTU – unitate centrală (care conţine numărul total de telegrame/apeluri, procentul de eşecuri şi numărul de eşecuri defalcat pe principalele cauze posibile).
- Mesaje[5] de sistem. Se afişază mesajele de informare/avertizare /alarmă dintr-o perioadă de timp, în totalitate sau filtrate după genul mesajului sau sursa sa (achiziţie/comunicaţie etc.).
- Error log. În cazul apariţiei unor erori de sistem, acestea sunt înregistrate automat, împreună cu o scurtă descriere, în error log, în scopul identificării şi eliminării cauzelor care le-au generat
- Date obţinute prin facilităţile de mentenanţă, referitoare la diverşi parametri citiţi din RTU/contor.

**f) Ştergerea din baza de date a valorilor care depăşesc intervalul de stocare prestabilit**

**g) Aplicarea unor structuri de tarifare flexibile**

**h) Conversia datelor** în format LG sau text (ASCII cu delimitatori) în vederea exportului şi prelucrării ulterioare în cadrul sistemului informatic al S.D. Bucureşti (de exemplu pentru facturare).

**i) Sincronizarea ceasului sistemului** prin sistemul GPS şi sincronizarea automată a nivelurilor ierarhice inferioare. Staţia centrală sincronizează RTU-urile automat în limita a ± 30 s, cu o eroare de ±1s. Erorile mai mari de timp sunt semnalizate. RTU este prevăzut cu o ieşire de sincronizare a contoarelor, operaţia efectuîndu-se la intervale regulate.

**j) Verificarea funcţionării contoarelor**, prin comparare cu un contor martor sau prin reconstituirea indexului.

Scoaterea din funcţiune a unităţii centrale nu afectează preluarea/stocarea datelor pe nivelurile inferioare, achiziţia/prelucrarea putând fi reluată la repunerea în funcţiune a UC, în acelaşi interval de timp.

## II. Precizări referitoare la sistemul instalat în cadrul S.D. Bucureşti

Sistemul instalat în cadrul S.D. Bucureşti este utilizat în principal pentru monitorizarea transferurilor de energie dintre SDB şi partenerii săi de schimb, având în compunere 75 contoare Landis&Gyr conectate la nivelul staţiilor de transformare, la 18 RTU-uri, având fiecare între unul şi opt contoare.

Aceste RTU-uri sunt amplasate în cinci CET-uri şi 11 staţii de transformare, monitorizând schimburile energetice atât cu Sucursalele de Distribuţie învecinate, cât şi cu doi autoproducători.

Numărul maxim de contoare instalat într-un singur amplasament este de 18, conectate la 3 RTU-uri. S-a ajuns la acest număr deoarece s-a dorit obţinerea balanţei pe staţie.

În ceea ce priveşte comunicaţia RTU – staţie centrală sunt utilizate în principal linii telefonice dedicate, comunicaţia cu amplasamentele care nu dispun de asemenea linii fiind asigurată prin reţeaua GSM (7 module dintre care patru sunt montate permanent, celelalte fiind disponibile pentru rezolvarea operativă a eventualelor defectări ale liniilor telefonice dedicate). Viteza de transmisie a datelor este de 1200 baud pentru liniile dedicate şi 2400 baud pe liniile GSM. Intervalul dintre două achiziţii succesive a fost setat la o oră pentru liniile dedicate şi trei ore pentru liniile GSM.

[5] MESAJE – informaţii emise de toate elementele sistemului. Conţin date referitoare la evenimentele apărute în sistem:

| Tip mesaj | Prezentare | Exemplu |
|---|---|---|
| Informaţii | Nu necesită acţiuni corectoare | Pornirea unei achiziţii de date |
| Avertizări (Alerts) | Nu afectează funcţiile de bază<br>Impun luarea de măsuri | Eroare de timp prea mare pentru a fi corectată automat |
| Alarme (Alarms) | Afectează funcţionarea sistemului<br>Impun luarea de măsuri imediate | Căderea unei linii de comunicaţie între contor şi RTU |

Datele obţinute sunt utilizate de Serviciul Consumuri Tehnologice, Măsură, Gestiune şi Calitate a energiei electrice, atât în vederea raportărilor zilnice către S.C. Electrica S.A., cât şi pentru rapoartele şi situaţiile necesare celorlalte conpartimente ale SDB.

În acest scop au fost concepute rapoarte şi cross sum-uri pentru calculul schimburilor energetice pe conturul SDB, al puterii medii orare vehiculate printr-o staţie electrică, al energiei orare etc.

## Concluzii

Sistemul de telegestiune instalat la SDB realizează toate funcţiile pentru care a fost conceput, prezentând o mare flexibilitate din punctul de vedere al utilizatorilor.

Faptul că asigură o mare securitate datelor de contorizare şi că aceste date reprezintă direct valorile de index citite din contor permite ca pe viitor acest sistem să poată fi interfaţat şi cu sistemul de facturare.

Pentru viitorul acestui sistem sunt de menţionat următoarele consideraţii:

-sistemul prezintă o arhitectură ierarhizată deschisă, permiţând extinderea sa pentru realizarea şi a altor funcţii (de exemplu balanţe energetice);

-atât din motive tehnice, cât şi economice este indicat ca UC să fie prevăzută şi cu un modul GSM, care să permită accesul direct în reţea, fără intermediul ROMTELECOM;

-datorită faptului că atât contoarele, cât şi RTU-urile utilizate sunt atestate metrologic de furnizor, precum şi datorită asigurării securităţii datelor (în conformitate cu reglementările europene în vigoare, şi cu reglementările ANRE), sistemul face parte din categoria sistemelor fiscale, permiţând ca în viitor datele obţinute să poată fi utilizate de sistemul de facturare al SDB pentru facturarea schimburilor de energie electrică dintre SDB şi celelalte entităţi interconectate;

- domeniul aplicaţiilor poate fi extins prin interogarea SQL a bazei de date;

- în perspectivă, se are în vedere trecerea la etapa a doua a realizării sistemului, ceea ce implică mărirea substanţială a numărului contoarelor monitorizate, realizarea redundanţei unităţii centrale, precum şi alte adăugiri care să mărească atât capacitatea sistemului, cât şi fiabilitatea acestuia, inclusiv posibilitatea conectării utilizatorilor externi la sistem prin Internet.

Datele prezentate au la bază documentaţia Landis & Gyr DGC2000, vol 1 –3.

**Referent : dr. ing. Anca Popescu – S.C. ISPE S.A.**
**(Primit la 11 ianuarie 2001, acceptat la 5 februarie 2001)**

## *Recenzie*

CHIUŢĂ, I., CHIUŢĂ, AL., RADU, C. şi RADU, Cr. - **Pagini WEB în domeniul energiei,** Ed. ICPE, Bucureşti, 2001.

Editura ICPE a tipărit lucrarea cu titlul menţionat mai sus într-un tiraj redus (300 exemplare) faţă de importanţa subiectului şi modul atractiv şi folositor în care a fost scrisă.

Comparativ cu alte cărţi care prezintă localităţi WEB într-o listă fără comentarii, cartea de faţă este surprinzătoare prin abordarea largă, chiar filozofică, a conceptului de ENERGIE, prin multitudinea de noţiuni oferite, prin lista exhaustivă de cuvinte cheie în domeniul energiei, prin exemplele de „căutări" în Internet etc.

Cartea este foarte utilă pentru toate categoriile de cititori:

- pentru începători, trezeşte interesul pentru înţelegerea Internet-ului, acest instrument incredibil de informare în orice domeniu abordat;

- pentru cei cu cunoştinţe medii, fixează anumite noţiuni şi măreşte abilităţile navigării în Internet;

- pentru cei avansaţi, constituie un mijloc de rememorare, sistematizare sau chiar de fixare a unor noţiuni; ei pot întâlni chiar şi teorii noi în subcapitolul „Energie şi univers".

Volumul este structurat în cinci capitole, fiecare capitol la rândul lui având câteva subcapitole.

Capitolul 1 cuprinde:

a) subcapitolul *„Energie şi societatea informaţională"* prezintă probleme legate de societate şi energie, societate şi sistemele sociale, specializare, tendinţele de globalitate, ştiinţă, tehnologii şi economie, caracteristici ale societăţii informaţiei;

b) subcapitolul *„Concepte specifice energiei"*: comunicarea şi acţiunea, structură şi sistem, unităţi de măsură şi mărimi caracteristice sistemelor;

c) subcapitolul *„Internet"*: terminologie, scurt istoric al Internet-ului, ce este şi cum funcţionează o reţea?, conectarea la Internet, servicii internet (poşta electronică, web, transferul fişierelor prin FTP, listele de discuţii, grupurile de informaţii, conversaţie pe Internet) şi Neticheta.

Capitolul 2, **Echipamente pentru conectarea la Internet**, cuprinde:

a) subcapitolul *„Tehnologia informaţiei"*: ce este tehnologia informaţiei şi învăţarea cu ajutorul tehnologiei informaţiei;

b) subcapitolul *„Calculatorul personal"*: componentele calculatorului personal, alegerea calculatoarelor personale şi recomandări ale componentelor.

Capitolul 3, **Programe pentru utilizarea calculatorului**, are:

a) subcapitolul *„Sisteme de operare"*: - o introducere a unei terminologii specifice, tipurile de sisteme de operare, problematica generală şi componentele sistemului calculator – OS;

b) subcapitolul *„Aplicaţii"*: categoriile de programe (operare, securitate, programe diverse, Internet, multimedia), cele mai întâlnite tipuri de fişiere.

Capitolul 4, **Căutarea şi captura de informaţii**, cuprinde:

a) subcapitolul *„Căutarea pe web"*: serviciile de căutare (directoarele web, motoarele de căutare, meta-căutătoarele), resursele web, adresele web de căutat;

b) subcapitolul *„Captura de fişiere"*, se prezintă: metodele clasice, capturarea fişierelor, capturarea site-urilor web.

Capitolul 5, **Pagini web în domeniul energiei** , cuprinde:

a) subcapitolul *„Descrierea domeniului energiei"*: ce este energia? (concept, istorie, definiţii, energie şi informaţie, energie şi timp, sistem energetic), şi ce este energetica? (ştiinţă tehnică, ramură a tehnicii, profesiune, întrebările din energetică, calităţile inginerului energetician, teorii despre energie şi univers, informaţie şi univers, dialectica informaţională);

b) subcapitolul *„Căutarea de pagini web în domeniul energiei"*: strategii specifice de căutare, exemple de descriptori energetici şi resurse web pentru domeniul energiei.

Cartea se încheie cu o Anexă cuprinzând, aşa cum evidenţiam la început, o listă exhaustivă (aproape 100 de pagini) de cuvinte cheie în domeniul energiei, extrem de utilă pentru cei care se orientează mai greu prin hăţişurile Internetului.

**ing. Anton Roşu**

# Rețele neuronale artificiale pentru predicția consumului de energie electrică la S.D. Vaslui

ing. Dan APETREI*

*În principiu, rețelele neuronale artificiale pot simula orice funcție calculabilă. Predicția curbei de sarcină este una din sarcinile pieței de energie. Ea folosește din plin rețelele neuronale artificiale. Lucrarea prezintă rezultatele practice obținute pe conturul S.D. Vaslui.*

Descriptori: rețele neuronale artificiale, predicție, curbă de sarcină, propagarea erorii

Realizarea predicției consumului de energie electrică câștigă importanță în condițiile pieței de energie. Deși nu se preconizează ca în viitorul apropiat S.D. Vaslui să devină un participant direct la piață (schimbările în structura S.C. Electrica S.A. făcând și mai puțin probabilă o astfel de perspectivă), la nivelul Sucursalei există preocupări concretizate încă din anul 1998. Doi factori mențin interesul Sucursalei în domeniu:

- necesitatea obiectivării prognozelor solicitate de S.C. Electrica S.A.;
- valorificarea datelor obținute de-a lungul a aproape doi ani de funcționare a aplicației de telecitire a contoarelor de pe conturul județului.

Opțiunea pentru o soluție bazată pe rețele neuronale artificiale (RNA) a fost susținută de relativa maturitate a domeniului [9] și de studiile din ce în ce mai numeroase pe plan național și internațional. După o scurtă trecere în revistă a preocupărilor actuale în țară și pe plan mondial, articolul își propune să prezinte drumul urmat de S.D. Vaslui și rezultatele practice obținute în procesul de întocmire a predicțiilor, evidențiind două fenomene constatate: propagarea erorii și influența perioadei de antrenare.

## 1. Contextul dezvoltării aplicațiilor de prognoză în domeniul energetic

Identificat de regulă ca "load forecasting", domeniul este generos reprezentat pe Internet. Un căutător uzual aduce în jur de 3000 de referințe. După o navigare sumară, câteva site-uri atrag atenția (datele referitoare la acestea fiind sintetizate în anexă).

Pentru a aprecia stadiul actual al domeniului în țară, se amintesc doar lucrările prezentate la Simpozionul Național de Rețele Electrice 2000:

- În lucrarea [5] sunt analizate curbele de variație a sarcinii pe conturul S.D. Suceava, constatându-se un factor de autocorelație [8] ridicat pentru eșantioanele întârziate cu 1, 2, 3, 24 și 168 de ore față de cel care urmează a fi estimat. În ceea ce privește alți factori de influență, sunt studiate implicațiile introducerii la intrarea RNA a: temperaturii (căreia i se da o pondere de maximum 10%), a zilei săptămânii, a unui cod pentru ora de funcționare. De remarcat că lucrarea evidențiază o inerție de trei ore în influența temperaturii asupra curbei de sarcină.
- În lucrarea [6] este făcută o prezentare a stadiului actual pe plan internațional în domeniul predicțiilor folosind RNA. Este interesant de menționat remarca referitoare la liniaritatea dependenței sarcinii de temperatură cu o discontinuitate în jurul punctului de 14°C. De asemenea sunt evidențiate particularitățile zilelor de sărbătoare, atât în ceea ce privește volumul redus de date de antrenare, cât și specificitatea în raport cu zilele de sâmbătă sau duminică. Este discutată raționalitatea alegerii variabilelor independente în urma analizei corelației liniare în raport cu consumul de energie electrică, în condițiile în care funcțiile de activare a rețelei neuronale sunt neliniare. Sunt prezentate modele de prognoză cu RNA, introducându-se și conceptul de hibrid neuronal-fuzzy.

## 2. Preocupări la S.D. Vaslui

În anul 1998 Sucursala a contractat cu Universitatea Tehnică "Gheorghe Asachi" Iași (UTI) un studiu referitor la metodele de realizare a predicțiilor. Studiul [3] a fost realizat în două etape: în prima s-au stabilit bazele teoretice, în a doua s-au pus la punct proceduri practice Matlab de realizare a predicției. Fără a prezenta raționamentele care au condus la soluția finală, în continuare sunt prezentate pe scurt rezultatele studiului:

- arhitectura de bază a rețelei neuronale a fost cea a perceptronului multistrat;
- analizând precizia predicției consumului săptămânal, diferențele se încadrează în general în +/-5%;
- introducerea datelor referitoare la temperatură a înrăutățit rezultatele predicției.

Realizarea la sfârșitul anului 1998 a unui sistem de telecitire a conturului Sucursalei, a permis aprofundarea preocupărilor referitoare la predicție. În caietul de sarcini, pentru realizarea sistemului era precizată necesitatea întocmirii de predicții la nivelul aplicației de telecitire. Precizia solicitată pentru realizarea predicției era de ± 5%, așa cum rezultase posibil din studiul UTI.

Specialiștii firmei care a realizat sistemul de telecitire, în urma analizei studiului UTI, au pus la punct o interfață între aplicația de telecitire și un sistem de predicție. Browser-ul web este modalitatea de acces la sistemul de predicție,

* S.C. Electrica S.A. – S.D. Vaslui

realizându-se o interogare în regim client-server a bazei de date.

Implementarea este o combinaţie a ideilor prezentate în lucrarea [3] şi alte metode [8] bazate pe prelucrări statistice (autoregresive, autoregesive cu medie alunecătoare etc.) adaptate pentru RNA.

Modelul matematic este descris pe scurt în [3], cu precizarea că în locul algoritmului de propagare înapoi prezentat în lucrare, s-a folosit algoritmul Levenberg-Marquardt, o versiune a algoritmului Gauss-Newton, de natură statistică, ce asigură o convergenţă a erorii mult mai rapidă decât primul [10].

Deşi s-a folosit reţeaua ca atare, se consideră utilă, pentru explicaţiile ulterioare, prezentarea pe scurt a modului de funcţionare. Din punctul de vedere al calculului intrării unui neuron, RNA este, în mare, un sistem de polinoame de gradul I, ai căror coeficienţi sunt modificaţi succesiv. Ele sunt folosite ca aproximatori universali pentru orice funcţie.

În cazul de faţă, prezentând la intrare valorile trecute ale unei variabile (consumul de energie electrică), se doreşte aflarea următoarei valori înainte de a dispune de ea. Structura unei astfel de RNA arată ca în figura 1, unde: Y(t-k) reprezintă semnalul de intrare întârziat cu k perioade, iar Yhat(t) - semnalul predicţionat la momentul curent. Reţeaua are patru neuroni pe stratul de intrare (cercuri goale), patru pe stratul din mijloc (numit şi ascuns) şi un neuron la ieşire. Legăturile dintre neuroni se numesc conexiuni sau sinapse şi ponderile asociate sunt coeficienţii polinoamelor corespunzătoare fiecărui neuron. Fiecare neuron are o funcţie de activare, adică o prelucrare aplicată asupra sumei semnalelor de la intrări. Pe stratul ascuns aceasta este neliniară, iar neuronul de ieşire are ca funcţie de activare funcţia identitate. Funcţia de activare neliniară este necesară deoarece altfel reţeaua nu ar fi capabilă să prelucreze procese neliniare. Modificarea ponderilor, numită şi proces de învăţare, are loc astfel:

- setul de antrenare este format din perechi de semnale de intrare şi ieşiri dorite;
- se iniţializează ponderile cu valori mici, aleatoare, şi se prezintă reţelei semnale de intrare, ieşirea comparându-se cu ceea ce trebuia să se obţină: eroarea se foloseşte pentru modificarea ponderilor în sensul micşorării acesteia;
- o etapă de învăţare constă din prezentarea tuturor perechilor de antrenare, după care totul se reia.

De obicei, cu cât sunt mai multe perechi şi cicluri de antrenare eroarea se micşorează mai repede, dar de la un anumit moment, lucrurile se înrăutăţesc din nou, fenomen numit supraantrenare.

Modificând parametrii RNA, cum ar fi numărul de intrări, numărul de neuroni pe stratul ascuns, numărul de cicluri de antrenare etc., se obţin performanţe mai bune, adică eroare de predicţie, ca, de exemplu, diferenţa dintre semnalul predicţionat şi cel adevărat mai mică.

Ceea ce este important de subliniat şi reprezintă o problemă comună reţelelor neuronale este faptul că nu există metode euristice de calcul pentru determinarea parametrilor optimi ai reţelelor neuronale, ci aceştia trebuie căutaţi pentru fiecare problemă în parte. Aceste metode de predicţie se numesc „one-step ahead prediction", deoarece semnalul predicţionat este cu un pas înainte faţă de cel mai recent semnal de la intrare.

Dacă se doreşte o predicţie pe o săptămână (realizată prin însumarea datelor zilnice), trebuie să se introducă la intrările reţelei semnale predicţionate, care inerent au o eroare de predicţie, ceea ce duce la acumularea erorii:

Yhat(t+1) = Y(t), Y(t-1), ...

Yhat(t+2) =Yhat(t+1), Y(t), Y(t-1)...

Este, deci, evident că erorile de predicţie vor fi mai mari decât cele pentru predicţia cu un singur pas.

O metodă de a reduce aceste efecte ar rezulta tocmai din aceşti „paşi": dacă s-ar considera pasul egal cu o săptămână? Ar fi corect, dar rezultă o altă problemă: numărul de eşantioane disponibile pentru antrenare s-ar reduce de şapte ori. Deoarece prin experimente s-a ajuns la concluzia că este nevoie de minimum 100 de eşantioane pentru a obţine o eroare rezonabilă, această reducere poate fi de neacceptat, erorile păstrându-se în acelaşi domeniu, sau mai mari chiar decât în primul caz. Folosind această metodă erorile ar fi şi mai mari la predicţia de peste o lună.

Dacă însă predicţia la o săptămână interesează global, însemnând consumul pentru întreaga săptămâna, atunci eroarea poate fi mai mică, deoarece, chiar dacă eroarea este mare pentru fiecare zi în parte, aceasta va oscila cât de cât în jurul valorii adevărate, deci se vor compensa într-o oarecare măsură.

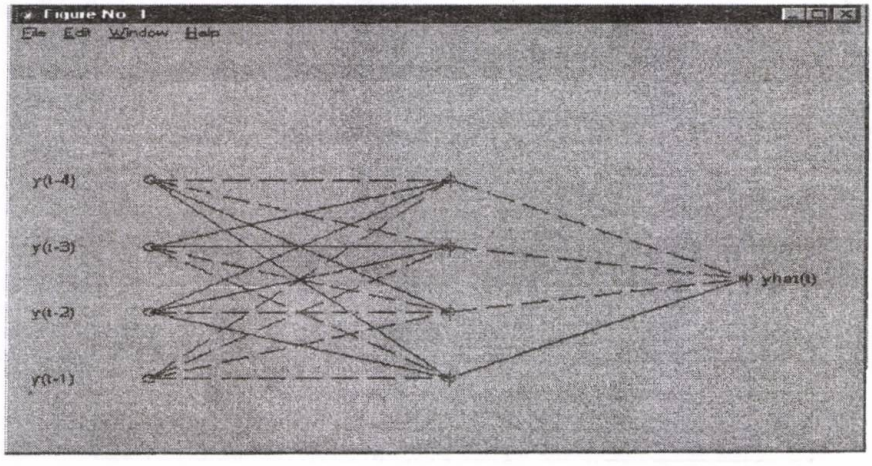



Fig. 1. Arhitectura reţelei neuronale folosită.

Acelaşi fenomen se întâmplă la predicţia pe o lună.

Foarte important este ca la eşantioanele de antrenare să nu existe goluri, adică eşantioane lipsă, deoarece aceasta va da peste cap reţeaua, făcând-o să creadă că acest lucru este normal, rezultând predicţii eronate.

Parametrii predicţiei accesibili utilizatorului sunt prezentaţi în continuare (cu litere îngroşate, au fost prezentate "text box"-urile de pe ecran):

***Puncte de măsură:*** Se selectează punctul de măsură dorit. ***Dată început predicţie:*** Conform bazei de date se consideră ca zi de start a intervalului de predicţie ultima zi în care există înregistrări în baza de date (zi incompletă) sau se poate selecta o dată expresă pentru începutul intervalului de predicţie. ***Unităţi.*** Se selectează tipul energiei pentru care se va face predicţia. (Se pot selecta mai multe canale simultan). ***Parametri reţea neuronală:*** **Antrenament** [zile]. Numărul de zile pe care se va antrena reţeaua neuronală. Cu cât este mai mare perioada de antrenare cu atât predicţia poate fi mai bună, dar va fi mai lentă (dependenţă liniară). ***Număr de intrări*** : **Numărul de neuroni** de pe stratul de intrare al RNA. Valoarea optimă pentru o precizie ridicată şi complexitate relativ scăzută este 7 (se observă o periodicitate de 7 zile în curba de sarcină). Timpul de obţinere a rezultatului creşte exponenţial cu această valoare. ***Număr de etape:*** Numărul de cicluri de antrenare. Cu cât această valoare este mai mare cu atât predicţia poate fi mai bună, dar va fi mai lentă (dependenţă liniară). ***Număr de neuroni:*** Numărul de neuroni de pe stratul ascuns al reţelei. Valoarea optimă este 7. Tipul de obţinere a rezultatului depinde exponenţial de această valoare. ***Factor de cădere:*** Parametru al reţelei neuronale care are în mod obişnuit valoarea 0,9. ***Lambda.*** Parametru specific algoritmului Levenberg-Marquardt. Are de obicei valoarea 0, dar poate avea şi valori mici pozitive (0,02, 0,001 etc.).

La apelarea rutinei de predicţie, parametrii impliciţi sunt:

- cicluri de antrenare: 100;
- număr de intrări trecute: 7 (se observă o oarecare periodicitate a consumului pe o săptămână);
- număr de neuroni pe stratul ascuns: 7;
- factor de decădere: 1(poate varia în jurul acestei valori);
- lambda (parametru specific algoritmului Levenberg-Marquandt): 0,000 (dar pot fi şi valori mici, pozitive – de exemplu 0,020; 0,001 etc.).

Aceşti parametri pot fi modificaţi pentru a îmbunătăţi performanţele reţelei.

## 2.1. Exemple de utilizare a RNA

Utilizarea RNA pentru realizarea predicţiei consumurilor de energie electrică are anumite particularităţi. După mai mult de un an de utilizare a rutinelor de predicţie înglobate în aplicaţia de telecitire, se evidenţiază două fenomene specifice: propagarea erorii şi stabilirea perioadei de antrenare.

### *2.1.1. Propagarea erorii*

Pentru analiza acestui fenomen, s-a considerat perioada 1-21 iunie, încercându-se o prognoză a consumului zilnic pe contur judeţ.

Graficul din figura 2 prezintă cele două curbe de variaţie a consumului: prognozat (cu bare verticale)/realizat (cu linie continuă îngroşată).

După cum se observă, eroarea creşte în timp, (linia se îndepărtează de bare), ca urmare a faptului că rezultatele anterioare constituie date de intrare pentru cele următoare. Desigur, în stabilirea diferenţei un rol îl are şi perioada de antrenare. Pentru moment, influenţa perioadei de antrenare nu este luată în considerare.

Fenomenul este mai uşor de urmărit dacă se prezintă abaterea procentuală a valorii prognozate faţă de cea realizată.

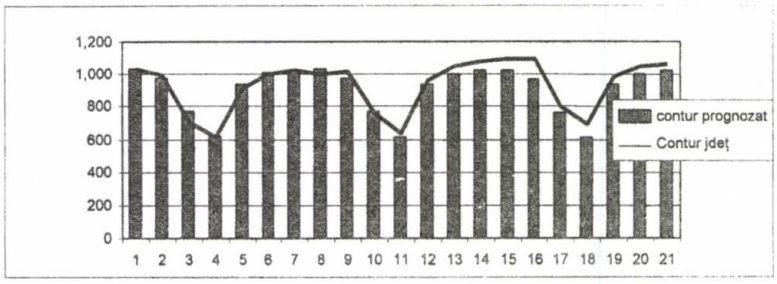



Fig. 2. Curba de variaţie a consumului realizat/prognozat în perioada 1-21 iunie 2000.

În figura 3 este prezentată abaterea procentuală.

O soluţie care ar putea îmbunătăţi precizia este organizarea datelor de intrare ca matrice multidimensională, după criterii care evidenţiează organizarea naturală a valorilor consumului. În acest fel s-ar elimina necesitatea utilizării ca dată de intrare a rezultatelor predicţionării.

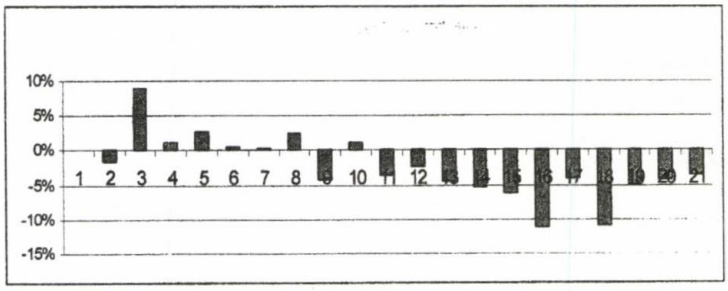



Fig. 3. Abaterea procentuală a predicţiei.

### *2.1.2 Considerații asupra numărului de zile de antrenare*

Odată stabilit faptul că în configurația actuală rețeaua neuronală artificială este potrivită pentru realizarea predicțiilor pe termen scurt, este interesant de analizat, în limita datelor disponibile, influența volumului datelor de antrenare asupra preciziei de realizare a predicției.

A fost ales un consumator important, Întreprinderea de Rulmenți Bârlad (IRB), care are o bună stabilitate în funcționarea pe termen lung. Ziua pentru care s-a făcut predicția este 1 noiembrie 2000, în baza de date a aplicației de telecitire existând înregistrări din 21 martie 1999. Ca urmare a complexității procesului, realizarea unei predicții este mare consumatoare de resurse. În aceste condiții, serviciile de telecitire au fost oprite pe durata experimentului, predicția consumând în timpul rulării în jur de 98% din resurse. Consumul realizat de IRB pe 1 noiembrie 2000 a fost de 223,718 MWh.

Rezultatele predicțiilor cu diverse perioade de antrenare sunt prezentate în tabelul 1.

*Tabelul 1*

| Nr. crt. | Număr zile de antrenare | Valoare prognozată | Diferență față de valoarea realizată [%] |
|---|---|---|---|
| 1 | 7 | 221,902 | -0,81% |
| 2 | 14 | 221,555 | -0,97% |
| 3 | 21 | 220,312 | -1,52% |
| 4 | 28 | 221,166 | -1,14% |
| 5 | 35 | 224,276 | 0,25% |
| 6 | 42 | 222,897 | -0,37% |
| 7 | 49 | 224,327 | 0,27% |
| 8 | 56 | 224,081 | 0,16% |
| 9 | 63 | 224,700 | 0,44% |
| 10 | 70 | 226,044 | 1,04% |
| 11 | 140 | 232,992 | 4,15% |
| 12 | 210 | 227,884 | 1,86% |
| 13 | 280 | 233,497 | 4,37% |
| 14 | 350 | 223,602 | -0,05% |
| 15 | 357 | 223,990 | 0,12% |
| 16 | 364 | 224,192 | 0,21% |
| 17 | 371 | 224,037 | 0,14% |
| 18 | 378 | 224,292 | 0,26% |
| 19 | 385 | 224,026 | 0,14% |
| 20 | 588 | 220,399 | -1,48% |

După cum se poate vedea din tabel, datele cele mai apropiate de valoarea realizată a consumului se obțin în cazul unei perioade de antrenare de aproximativ un an.

Reprezentate grafic cu o scala uniformă de timp valorile arată ca în figura 4.

## Concluzii

Folosirea RNA este comodă pentru realizarea predicțiilor pe termen scurt – acesta fiind practic și domeniul cel mai dinamic al pieței de energie.

Realizarea unor predicții cu precizie mare presupune existența unui volum de date considerabil, timp de calcul mare și resurse hard adecvate.

Trebuie luate în considerare și alte mărimi de influență: temperatură, nivel de trai etc.

Rezultatul ar trebui prezentat ca o valoare caracterizată de o anumită probabilitate de atingere.

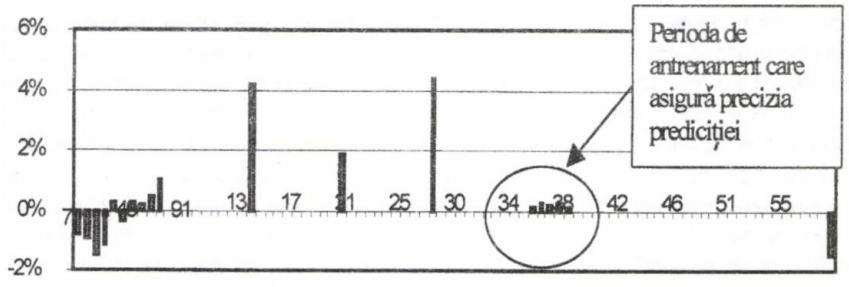



Fig. 4. Eroarea de realizare a predicției în funcție de numărul de zile de antrenare.

**Anexă**

| Nr. crt. | Adresă web rădăcină | Descrierea zonei de interes a site-ului | Preocupări în domeniul predicției |
|---|---|---|---|
| 1 | Www.nerc.org | Grupul de studii în domeniul prognozelor LFWG realizează rapoarte anuale [1],[2] | Prognozele pe termen scurt se realizează cu precizie între 0,4% și 2,8% |
| 2 | Www.caiso.com | Pagina de predicție zilnică | Zilele de sărbătoare și excepțiile generate de evenimente meteo ies din precizia obișnuită |
| 3 | Www.aeic.com | Pagina cu oferte de cursuri | Organizează anual cursuri de aprofundare a problematicii predicțiilor în domeniul curbelor de sarcină |
| 4 | www.herc.în | Pagina comisiei indiene de reglementare | Stabilește principiile de realizare a raportărilor în domeniul predicțiilor |
| 5 | www.eacumen.com | Descrierea produselor soft | Comercializează software pentru realizarea predicțiilor |
| 6 | www.emsl.pnl.gov | Pagină dedicată RNA | Laboratorul național din zona de NV a SUA studiază problema folosirii RNA pentru realizarea de predicții |
| 7 | www.cranfield.ac.uk | Pagina de referințe pentru domeniul predicțiilor | Sunt enumerate 107 articole și publicații dedicate domeniului |
| 8 | www.chinanfo.gov.cn | Pagina referitoare la informările periodice | Specialiștii chinezi argumentează utilizarea metodelor hibride: serii de timp – rețele neuronale, pentru realizarea predicțiilor |
| 9 | www.ee.vt.edu | Numărul 58 al revistei "Electric Power Systems Research Journal" | În articol este prezentată utilizarea logicii fuzzy alături de RNA pentru realizarea predicțiilor |
| 10 | Http:\\Isf2000.deio.fc.ul.pt | Paginile celui de-al 20-lea "International Symposium on Forecasting" | Printre alte informații se găsește și o precizare legată de realizarea prognozei slovacilor din 1997 cu 1,84% |

**BIBLIOGRAFIE**

[1] * * * NERC -LFWG *Peak demand and energy projection bandwidths 1998-2007.*

[2] * * * NERC –LFWG *Peak demand and energy projection bandwidths: 1996–2005.*

[3] * * * GALAXY *Sistem de telecitire a contorilor,* Manual de utilizare.

[4] Gavrilaş, M. *Previziunea pe termen scurt a puterii absorbite şi a consumului de energie folosind elemente ale inteligenţei artificiale,* Universitatea Tehnică "Gheorghe Asachi" Iaşi – 1998.

[5] Gavrilaş, M., Coca, D., Ştefanovici, C. *Aplicaţia NeuProCELs – prognoza pe termen scurt a consumului de energie electrică cu un model neuronal.* În vol. Simpozionul Naţional de Reţele Eelectrice, Iaşi 25-26 mai, 2000.

[6] Gavrilaş, M., Tanasă, C., Cioară, C., Bercu, V. *Soluţii moderne pentru realizarea prognozei pe termen scurt a consumului de energie electrică.* În vol. Simpozionul Naţional de Reţele Electrice, Iaşi 25-26 mai 2000.

[7] Toderan, G., Costeiu, G., Giurgiu, M. *Reţele neuronale,* Editura Microinformatica, Cluj, 1994.

[8] Popescu, Th., Demetriu, S. *Practica modelării şi predicţiei seriilor de timp,* Editura Tehnică, 1991.

[9] Patrick H. Winston, *Inteligenţă artificială,* Editura Tehnică, Bucureşti, 1981.

[10] Warren S. Sarle ftp://ftp.sas.com/ub/neural/FAQ.html – partea a doua 1997-2000.

**Referent: prof. dr. ing. Mircea Eremia - Facultatea de Energetică, UPB**

**(Primit la 27 noiembrie 2001, acceptat la 4 ianuarie 2001)**

**COMENTARIU**

Lucrarea "*Reţele neuronale artificiale pentru predicţia consumului de energie electrică la S.D. Vaslui*" reprezintă o contribuţie bine venită în paginile revistei Energetica, cu atât mai mult cu cât vine din partea utilizatorilor rezultatelor activităţii de cercetare desfăşurată în mediul universitar. În introducere, lucrarea încearcă să evidenţieze importanţa pe care o au în momentul de faţă studiile de prognoză pentru evoluţia pieţei de energie electrică, în formare în economia românească. Consider totuşi că o scurtă introducere, ceva mai detaliată, privind utilitatea acestor prognoze ar fi fost binevenită.

Este bine de lămurit de la bun început problema orizontului pentru care se face prognoza. Dacă se au în vedere prognoze orare, la nivelul a 1-2 zile, se vorbeşte de prognoze pe termen scurt. Pentru intervale mai mari, de exemplu săptămânal, lunar sau anual, se vorbeşte de prognoze pe termen mediu sau lung. În consecinţă, consider că tematica lucrării cade sub incidenţa prognozelor pe termen mediu. În acest context, modelele de RNA menţionate până acum de literatura de specialitate privesc cu precădere prognoza pe termen scurt. În cazul prognozei pe termen mediu, aceste modele nu mai pot fi folosite cu succes şi, în plus, nimeni nu mai are pretenţia unor precizii deosebite. Ca un complement, care să compenseze riscul afacerilor pe termen lung şi mediu, se propun în schimb noi aranjamente comerciale (vezi programul NETA —New Electricity Trading Arrangements dezvoltat în UK, adresa http://www.ukpx.com), care ţin seama, printre altele, tocmai de imprecizia inerentă a prognozelor pe termen mediu şi lung. Pentru asemenea cazuri se impune folosirea unor modele complet diferite, cum ar fi RNA cu autoorganizare, care folosesc pentru prognoză informaţii din istoricul sarcinii, dar şi unii parametri cu caracter macroeconomic, cum ar fi rata inflaţiei sau venitul mediu lunar. Pentru informaţii privind aceste cercetări, cei interesaţi pot solicita o copie a lucării „*Prognoza pe termen mediu a consumului de energie electrică cu modele ale inteligenţei artificiale*", propusă şi acceptată spre prezentare la CIRED 2001, la adresa mgavrilas@ieee.org.

În continuare se vor prezenta câteva detalii privind evoluţia cercetărilor asupra prognozei pe termen scurt şi mediu în cadrul Universităţii Tehnice „Gh. Asachi" din Iaşi, corelate cu informaţiile prezentate în lucrarea de faţă. În primul rând, trebuie menţionat că, în raport cu studiul întreprins în cursul anului 1998 pentru S.D. Vaslui, modelul de prognoză folosit pentru dezvoltarea a ceea ce apoi a devenit aplicaţia software NeuProCELs, destinată prognozei pe termen scurt a consumului de energie electrică, a suferit modificări esenţiale, dintre care amintim: schimbarea funcţiei de antrenare; modificarea modului de considerare a istoricului sarcinii, înlocuindu-se tranşele unice de lungime fixă cu tranşe multianuale de lungime variabilă; modificarea procedurii de scalare a datelor pe ieşirea RNA.

Aplicaţia NeuProCELs se comportă foarte bine din punctul de vedere al timpilor de antrenare. Astfel, în cazul aplicaţiei NeuProCELs nu se constată o dependenţă de tip "exponenţial" între timpii de antrenare şi numărul neuronilor ascunşi sau de intrare. Această dependenţă are în general caracter liniar sau cel mult superliniar. De asemenea, algoritmul de tip "propagare înapoi" folosit în cadrul aplicaţiei NeuProCELs asigură viteze foarte mari de convergenţă a erorii. De exemplu, pe un sistem relativ modest, cum este sistemul Pentium II-200 MHz şi 48 MO RAM, condiţia de oprire a etapei de antrenare se atinge în 5-10 minute. În acest context, procentul de 98 % pentru resursele de calcul menţionat în lucrare, pare extrem de descurajant. Pe de altă pare, lucrarea menţionează o dependenţă foarte strânsă a timpilor de calcul de numărul neuronilor ascunşi şi, în plus, alegerea acestui parametru egal cu numărul neuronilor de intrare. Prin contrast, aplicaţia NeuProCELs foloseşte ceea ce literatura anglo-saxonă numeşte "rule of thumb", şi anume alegerea unui număr de neuroni ascunşi egal cu jumătate din numărul neuronilor de intrare. Desigur, în practică se pot constata abateri de la o asemenea regulă. Totuşi, testele efectuate cu aplicaţia NeuProCELs, pentru diferite mărimi aplicate pe intrările RNA au evidenţiat succesul general al acestei reguli. Bineînţeles, un asemenea succes trebuie corelat şi cu restul principiilor privind alegerea structurii şi antrenarea RNA.

Este bine să precizăm că în momentul de faţă aplicaţia NeuProCELs a fost implementată la 9 din fostele sucursale ale S.C. Electrica S.A., şi anume: S.D. Suceava, S.D. Iaşi, S.D. Braşov, S.D. Botoşani, S.D. Piatra Neamţ, S.D. Bacău, S.D. Buzău, S.D. Focşani şi S.D. Galaţi. În ceea ce priveşte viitorul aplicaţiei NeuProCELs, trebuie să menţionăm că în prezent

se află în fază de cercetare o serie de aspecte, dintre care menționăm: îmbunătățirea generală a rezultatelor prognozelor; tratarea specială a zilelor de repaos şi sărbători legale pentru creşterea preciziei prognozelor; dezvoltarea unei metodologii complementare pentru prognoza pe termen mediu, destinată fundamentării contractelor cadru de portofoliu, ce urmează a fi încheiate între producător şi S.C. Electrica S.A., conform celor 48 zile caracteristice anuale precizate în deciziile ANRE.

În final, doresc să apreciez încă o dată conținutul acestei lucrări şi să recomand tuturor specialiştilor din sectorul energetic să promoveze publicarea în revista Energetica a unor lucrări la fel de pertinente ca aceasta în ceea ce priveşte rezultatele aplicării în practică a cercetărilor universitare. Sunt convins că asemenea inițiative nu pot fi decât benefice tradiționalei colaborări dintre mediul universitar şi sectorul industrial. Şi nu trebuie uitat entuziasmul profesional şi totodată pragmatismul de care au dat dovadă managerii sucursalelor de distribuție menționate mai sus, care au înțeles că probleme precum prognoza pe termen scurt şi mediu a consumului de energie electrică reprezintă unul din aspectele de real interes pentru orice sucursală a S.C. Electrica S.A. în viitorul apropiat.

**Observații privind terminologia**

Termenul "învățare" este echivalent cu termenul "antrenare" şi nu "antrenament".

Pentru RNA, pentru funcția de transfer a neuronilor s-a încetățenit denumirea "funcție de activare".

Pentru "etapa de antrenare" s-a impus noțiunea de "ciclu de antrenare".

**Observații de natură tehnică**

Fraza "RNA este, în mare, un sistem de polinoame de gradul I, ai căror coeficienți sunt modificați succesiv" este în cel mai fericit caz neinspirată. De aici s-ar putea înțelege că avem de-a face cu un sistem liniar, în timp ce tocmai caracterul neliniar dă forța cunoscută a RNA. Probabil autorul se referă la modul de calcul al intrării unui neuron.

Fraza "Legăturile dintre neuroni se numesc conexiuni sau sinapse şi sunt coeficienții polinoamelor corespunzătoare fiecărui neuron" este probabil incompletă. Coeficienții polinoamelor de care se vorbeşte nu sunt legăturile dintre neuroni (denumite conexiuni sau sinapse), ci ponderile asociate acestor legături.

Se menționează la un moment dat fenomenul de "supraantrenare". Poate ar fi bine să se explice în câteva cuvinte despre ce este vorba. O definiție posibilă a supraantrenării ar fi "specializarea rețelei numai pe datele cuprinse în setul de antrenare, astfel încât în etapa de generalizare, când apar şi alte date, rezultatele furnizate sunt afectate de erori semnificative".

În lucrare nu se precizează care este semnificația celor şapte intrări ale RNA. Este vorba cumva de consumuri din ultimele şapte zile ce preced ziua de prognoză?

**Alte comentarii**

*Funcția de activare pe stratul ascuns.* Folosirea pe stratul de ieşire a unui neuron cu funcție de activare liniară are avantajul de a elimina necesitatea scalării datelor de antrenare, în schimb determină creşteri semnificative ale timpilor de antrenare (poate că aici rezidă şi acel procent - complet descurajant - de 98 % al resurselor de calcul folosite la antrenarea RNA în cadrul aplicației de telecitire citat în lucrare). Dimpotrivă, folosirea pe ieşire a unei funcții de activare neliniară de tip sigmoid elimină complet dificultățile legate de timpii de antrenare, iar scalarea datelor de antrenare în intervalul corespunzător, însoțită de adoptarea unor margini de siguranță, se face foarte simplu, de exemplu, prin procedee liniare.

*Fenomenul de propagare a erorii.* În ciuda neajunsului legat de acest fenomen, generat de introducerea pe intrarea RNA a unor date provenind din prognoză, paradigma PMS (Perceptron Multistrat) cu prognoză "one-step ahead" rămâne în literatura de specialitate cea mai productivă din punctul de vedere al performanțelor. Încercările de a folosi alte arhitecturi de RNA, care să furnizeze simultan prognoze pentru un număr sporit de intervale de bază s-au dovedit infructuoase. Astfel, într-o lucrare publicată în revistele IEEE se demonstrează că rezultatele furnizate de o rețea neuronală BPIT (Back Propagation Through Time) pentru prognoza simultană a 24 valori — adică curba de sarcină zilnică cu paliere orare — nu pot fi decât cel mult comparabile cu cele produse de o rețea PMS cu prognoză "one-step head". În consecință, se pare că cel puțin deocamdată, PMS dă rezultatele cele mai bune şi, totodată, asigură un raport precizie/timp de calcul foarte convenabil.

**prof. dr. ing. Mihai Gavrilaş, Universitatea Tehnică Gh. Asachi" Iaşi**

# Soluţie eficientă pentru corecţia automată a arderii la cazanele alimentate cu păcură

ing. Victor VĂRZARU*

*În articol este prezentată o soluţie eficientă pentru corecţia automată a arderii, care elimină o serie de deficienţe ale procedeelor utilizate până în prezent la majoritatea cazanelor pe păcură din ţară şi străinătate. Echipamentele necesare sunt produse integral în ţară la S.C. ICEMENERG SERVICE S.A., iar demonstrarea utilităţii şi performanţelor soluţiei a fost făcută prin aplicarea ei, în anul 2000, la cazanul nr.10 de 420 t abur/h de la CET Brazi II, cu rezultate foarte bune.*

Descriptori: centrale termoelectrice, cazane de abur pe păcură, bucla de reglare automată a arderii, corecţia automată a arderii în funcţie de nearsele mecanice, monitor de fum

## 1. Consideraţii privind procedeele de corecţie a arderii

La cazanele energetice, reglarea automată a arderii, de care depind randamentul arderii şi emisiile de nearse chimice şi mecanice la coş, se realizează prin menţinerea automată a raportului aer/combustibil prestabilit pentru cazanul respectiv.

Datorită acţiunii inerente a perturbaţiilor, acest raport trebuie corectat în timpul funcţionării astfel încât să se menţină permanent excesul de aer optim. Ca mărime fizică posibil de a fi măsurată continuu, în funcţie de care se corectează raportul aer/combustibil, a fost utilizată în decursul timpului (în funcţie de dezvoltarea la momentul respectiv a senzorilor şi a concepţiei de reglare), concentraţia în gazele de ardere a $CO+H_2$ (nearse chimice) şi/sau $O_2$ (exces de aer).

Măsurarea concentraţiei acestor gaze este afectată de o serie de factori defavorabili, chiar dacă aparatura utilizată este de bună calitate:

- pătrunderile de aer fals pe traseul de gaze de ardere datorită neetanşeităţilor în amonte de locul de prelevare şi variaţia aleatoare în timp a acestor pătrunderi fac imposibilă, în majoritatea cazurilor, utilizarea, în scopul corecţiei arderii, a valorilor măsurate pentru concentraţia de $O_2$ în gazele de ardere;
- dificultăţile legate de asigurarea unei probe reprezentative de gaze pentru întreaga secţiune transversală a canalului de gaze de ardere, având în vedere că în secţiune concentraţia gazelor componente este neuniformă;
- disponibilitatea redusă a senzorilor de CO cu sensibilitate ridicată (necesară la cazanele energetice), datorită acţiunii unor componente agresive din gazele de ardere.

Aceste dificultăţi pot fi eliminate prin utilizarea, ca mărime pentru corecţia arderii, a transparenţei (opacităţii) gazelor de ardere, care este în funcţie de calitatea arderii.

Ideea a pornit de la constatarea experimentală făcută cu mult timp în urmă, confirmată ulterior teoretic [2, 3], că în toate cazurile în care scade excesul de aer şi arderea păcurii pulverizate se înrăutăţeşte, pe lângă apariţia în gazele de ardere a nearselor chimice (CO, $H_2$ etc.), apar simultan, sau chiar în avans, şi particule de carbon nears, care afectează transparenţa gazelor de ardere.

**Observaţii importante:**

**• Spre deosebire de aparatele de măsurare a $O_2$ sau CO, care, datorită principiului de funcţionare, vin în contact cu gazele de ardere deoarece acestea circulă prin ele, monitorul de fum nu prezintă acest dezavantaj. Gazele de ardere nu vin în contact cu nici o parte a monitorului, ceea ce face ca acţiunea defavorabilă a unor componente din gaze să fie eliminată total, lucru posibil datorită principiului de funcţionare propriu monitorului şi soluţiilor constructive adoptate. În consecinţă, se măreşte disponibilitatea monitorului şi se micşorează preţul şi cheltuielile de exploatare.**

**• Măsurătoarea efectuată de monitorul de fum este mai reprezentativă, deoarece determină transparenţa gazelor de ardere aflate pe linia fascicolului de lumină al monitorului de fum care străbate transversal canalul de gaze, în timp ce aparatele de măsurare a $O_2$ sau CO prelevează gazul de analizat, de regulă dintr-un singur punct al canalului de gaze de ardere, ceea ce este un dezavantaj (distribuţia concentraţiei gazelor componente este neuniformă în secţiunea transversală a canalului de gaze de ardere).**

**• Monitorul de fum este mai puţin afectat de pătrunderile de aer fals decât oxigenometrul. Să presupunem că excesul de aer în focar este de 1,05 (1% $O_2$ ). Dacă pe traseul dintre focar şi locul de unde se prelevează gazele de ardere pentru oxigenometru pătrunde aer fals, astfel încât în acest loc excesul de aer este 1,10 (valoare care în practică este optimistă), oxigenometrul va indica un procent dublu de $O_2$ (2 %), deci eroarea va fi de 100 %, iar această informaţie nu va putea fi utilizată la corecţia arderii. Monitorul de fum, în aceeaşi situaţie, va avea o eroare mult mai mică (circa 5 %), deoarece cantitatea de carbon nears din gazele de ardere va fi raportată la un volum de gaze de ardere crescut doar cu raportul 1,10/1,05.**

În consecinţă, s-a dezvoltat fabricaţia aparatelor destinate sesizării prezenţei particulelor opace în gazele de ardere, sub diferite denumiri (monitoare de fum, monitoare de opacitate, opacimetre) care, în esenţă, fac acelaşi lucru, respectiv determină pe cale optică transparenţa gazelor de ardere (scara aparatului indicând în acest caz factorul de transmisie al luminii $\tau$) sau opacitatea acestor gaze ($1/\tau$).

Pentru ca aceste aparate să poată fi utilizate cu bune rezultate la corecţia arderii, este necesar să îndeplinească în special următoarele două condiţii:

- sensibilitate suficientă pentru sesizarea pragului de apariţie a nearselor mecanice (orientativ, se

* S.C. ICEMENERG SERVICE S.A.

poate considera că sensibilitatea este corespunzătoare pentru corecţia arderii păcurii pulverizate, dacă unei scăderi a factorului τ de transmisie a luminii prin gazele de ardere de la 1,0 la 0,95, îi corespunde o variaţie a semnalului de corecţie a arderii între limitele 0...100 %);

- stabilitate ridicată a semnalului de corecţie furnizat la ieşire (practic, deriva de nul a semnalului trebuie să fie inexistentă, pentru a elimina complet semnalele false).

Aceste condiţii au putut fi îndeplinite abia în ultimii ani, o dată cu realizarea unor componente electronice performante, care au permis realizarea unor monitoare de fum (sau opacimetre) cu sensibilitatea şi stabilitatea necesară.

## 2. Scurtă prezentare a monitorului de fum tip MF

ICEMENERG fabrică încă din anul 1990 aparate pentru supravegherea transparenţei gazelor de ardere, denumite "monitoare de fum tip MF", destinate corecţiei manuale a raportului aer/combustibil în funcţie de transparenţa gazelor de ardere*.

În prezent, sunt montate la cazanele din ţară un număr de circa 69 monitoare de fum, care au funcţionat cu bune rezultate acolo unde au fost întreţinute corect, fiind de un real folos exploatării.

Funcţionarea monitoarelor se bazează pe scăderea factorului de transmisie a luminii τ în cazul apariţiei particulelor de carbon nears în aceste gaze.

*Monitoarele de fum tip MF au constituit primul pas în realizarea corecţiei arderii (pe cale manuală), iar experienţa dobândită în exploatarea lor a permis dezvoltarea soluţiei de corecţie automată a arderii cu semnal de la monitorul de fum.*

Pentru înţelegerea soluţiei de corecţie automată, se va prezenta mai întâi, pe scurt, modul de funcţionare a monitorului de fum tip MF.

În soluţia constructivă adoptată de către ICEMENERG (fig.1), prezentată mai detaliat în [1], monitorul de fum tip MF este o instalaţie formată din următoarele subansambluri:

- proiector de lumină;
- receptor de lumină;
- sursă stabilizată;
- bloc de indicare şi semnalizare;
- ventilator de aer (numai pentru cazanele cu suprapresiune la locul de montare a proiectorului şi receptorului).

instrumentului sub un anumit nivel (specific pentru cazanul respectiv, stabilit prin probe speciale), care poate fi selectat cu ajutorul comutatorului aflat la blocul de indicare şi semnalizare. La blocul de indicare şi semnalizare se poate conecta opţional şi un înregistrator.

Pentru a împiedica pătrunderea gazelor de ardere în proiector şi receptor, precum şi pentru răcirea acestora, ambele subansambluri sunt prevăzute cu câte un circuit de aer, care are următorul traseu: mediu ambiant, ventilator de aer, filtru de aer, subansamblu (proiector sau

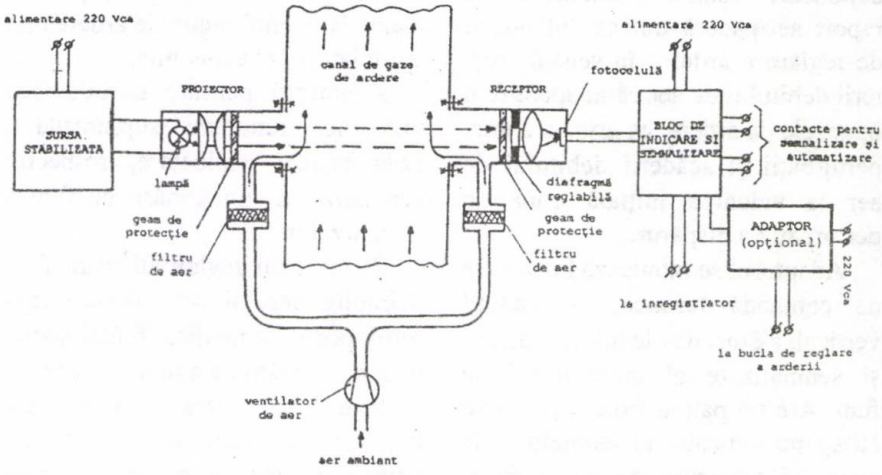



Fig. 1. Schema simplificată a instalaţiei monitorului de fum tip MF cu adaptor tip AMF.

Pe pereţii opuşi ai canalului de gaze de ardere se amplasează proiectorul şi receptorul de lumină. Fascicolul de lumină străbate transversal canalul de gaze de ardere şi ajunge la receptor atenuat în funcţie de cantitatea de carbon nears (fum) din gazele de ardere.

Semnalul furnizat de către receptor este transmis la blocul de indicare şi semnalizare montat în camera de comandă termică, unde operatorul poate urmări variaţia transparenţei gazelor de ardere indicată de un instrument.

Scăderea transparenţei se manifestă prin micşorarea indicaţiei instrumentului aflat pe panoul frontal, caz în care operatorul trebuie să mărească debitul de aer de ardere. În cazul lipsei fumului, indicaţia este maximă.

Totodată, este semnalizată optic şi acustic micşorarea indicaţiei

receptor) şi canal de gaze de ardere. Ventilatorul de aer este necesar pentru vehicularea aerului pe traseul descris mai sus, când în canalul de gaze de ardere, la locul de montare al proiectorului şi receptorului, este suprapresiune.

## 3. Monitorul de fum cu adaptor – o soluţie eficientă pentru corecţia automată a arderii

Adăugarea adaptorului* omologat în anul 1998 constituie o modernizare care îmbunătăţeşte caracteristicile monitorului de fum şi îi lărgeşte domeniul de utilizare, deoarece permite cuplarea monitorului la bucla de reglare a arderii, în scopul corectării automate a raportului aer/păcură.

* a se vedea lucrările interne ICEMENERG, 1988-1990 *„Monitor de fum tip MF"*

* a se vedea lucrările interne ICEMENERG, 1997-1998 *„Adaptor tip AMF pentru monitorul de fum"*

Pentru a furniza un semnal corespunzător acestui scop, adaptorul elimină complet deriva de nul a semnalului furnizat de monitorul de fum, permiţând astfel mărirea sensibilităţii de circa 20 de ori.

Adaptorul primeşte semnal neunificat de la monitorul de fum şi furnizează buclei de reglare a arderii un semnal unificat 0 ... 10, 2...10 sau 4...20 mA, prelucrat special pentru corecţia raportului aer/păcură. Modul de conectare al adaptorului este ilustrat în figura 1.

Semnalul de la adaptor acţionează asupra elementului de raport aer/păcură din cadrul buclei de reglare a arderii, în sensul creşterii debitului de aer când apare fum în gazele de ardere, ca urmare a unei perturbaţii şi scăderii debitului de aer la valoarea iniţială după ce perturbaţia a dispărut.

Adaptorul se montează în camera de comandă termică, pe panoul vertical, alături de blocul de indicare şi semnalizare al monitorului de fum. Are un panou frontal prevăzut cu aparat indicator al semnalului de ieşire şi elemente de comandă şi semnalizare (fig. 2).

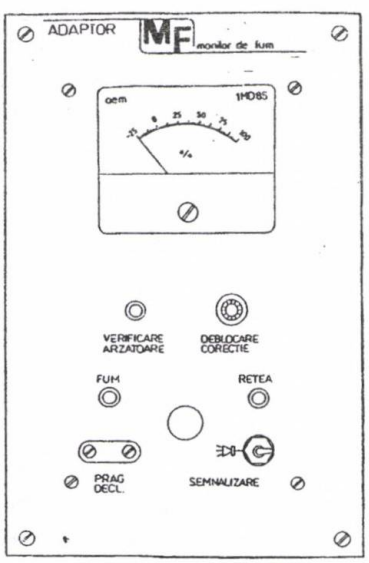



Fig. 2. Adaptorul tip AMF pentru monitorul de fum. Panoul frontal.

Datorită faptului că adaptorul este prevăzut cu un instrument indicator al semnalului de corecţie, ansamblul monitor de fum - adaptor poate fi utilizat ca sesizor de fum cu sensibilitate ridicată şi la cazanele unde, din diferite cauze, nu funcţionează bucla de reglare automată a arderii, dar se doreşte realizarea unui reglaj manual precis al excesului de aer, cât mai apropiat de valoarea optimă.

Această sensibilitate ridicată face posibilă sesizarea unei cantităţi mai mici de fum în gazele de ardere, ceea ce permite stabilirea, şi pe cale manuală, a unui regim de ardere mai apropiat de cel economic.

Adaptorul permite introducerea unei noi funcţiuni suplimentare, utilă pentru exploatare, respectiv semnalizarea funcţionării cu fum a unui arzător.

Şi în cazul reglajului manual al debitului aerului de ardere, adaptorul poate semnaliza funcţionarea necorespunzătoare a unui arzător.

Prin adăugarea adaptorului, monitorul de fum devine cea mai completă instalaţie cu această funcţiune, existentă în prezent.

## 4. Avantajele soluţiei prezentate

Se aplică un procedeu eficient de corecţie automată a raportului aer/păcură, care elimină dificultăţile şi erorile care pot apărea în aplicarea procedeelor mai vechi, existente în centralele termoelectrice din ţară (ne referim în special la corecţia în funcţie de conţinutul de $O_2$ din gazele de ardere, cea în funcţie de CO fiind mai puţin utilizată).

Dacă pătrunderile de aer fals în canalul de gaze de ardere sunt inexistente sau neglijabile (cazan în stare foarte bună, caz rar întâlnit în ţară), monitorul de fum cu adaptor permite creşterea siguranţei în funcţionare a reglării automate a arderii, completând şi, eventual, suplinind funcţia oxigeno-metrului.

Prin aplicarea acestui procedeu se realizează următoarele:

**4.1.** Se elimină regimurile de funcţionare neeconomică cu nearse mecanice (carbon nears) şi chimice (CO, $H_2$ ) în gazele de ardere.

**4.2.** Se evită poluarea atmosferei cu carbon nears, ceea ce permite încadrarea în prevederile Legii Mediului nr.137/1996.

**4.3.** Creşte disponibilitatea în exploatare şi randamentul cazanului, ca urmare a reducerii depunerilor de carbon nears pe ţevile schimbătoarelor de căldură ale cazanului. La cazanele pe păcură aceste depuneri sunt aderente, greu de îndepărtat, cu tendinţă de creştere a stratului în timp, ceea ce reduce schimbul de căldură şi în consecinţă posibilitatea de încărcare a cazanului la sarcini ridicate.

**4.4.** Se reduce pericolul de incendiu datorat depunerilor de carbon nears în preîncălzitoarele de aer şi pe canalele de gaze de ardere.

**BIBLIOGRAFIE**

[1] Vărzaru, V. *Utilizarea monitorului de fum la cazanele alimentate cu păcură.* În: Instrumentaţia, nr.6, 1998, p.7 - 10.

[2] Lemneanu, N., Cristea, E.G., Jianu, C. *Instalaţii de ardere cu combustibili lichizi.* Ed.Tehnică, 1982.

[3] Cardinal, M., Arnould, M. *Utilisation d'un opacimètre pour améliorer la securité d'exploitation et la consommation des générateurs de vapeur de grande puissance.* În: Mesures, octombrie 1967, p. 85 - 97.

[4] Neaga, C., Epure, Al. *Îndrumar. Calculul termic al generatoarelor de abur.* Ed. Tehnică, 1990.

**Referent: ing. Octavian Pavnotescu – S.C. Termoelectrica S.A.**

**(Primit la 11 iulie 2001, acceptat la 1 august 2001)**

# Considerații asupra cauzelor fisurării tamburelor cazanelor de abur

ing. Liana TURCU*
ing. Andrei ZABUNOV*
ing. Mihai ALECU*

*În lucrare se evidențiază principalele cauze ale deteriorării tamburelor, acestea fiind elementele cele mai importante ale cazanelor de abur, atât ca rol funcțional, cât și prin consecințele posibile ale deteriorării acestora.*

*Lucrarea se referă la un domeniu restrâns de cazane, ale căror tambure sunt confecționate din oțelul AMMO65 și TCz60/45, la care s-au produs avarii, respectiv la cazanele de 420 t/h de tipul CR-1244, pe lignit, CR-1737 și C4 pe păcură și gaze și de 120 t/h, pe lignit.*

*Sunt prezentate pe larg deficiențele care contribuie la apariția în funcționare de fisuri localizate în diferite zone ale tamburelor.*

*În final sunt sistematizate cauzele deteriorării tamburelor și sunt prezentate măsuri pentru reducerea riscului de fisurare a acestora, care se referă la toți factorii implicați în proiectarea, fabricarea și exploatarea tamburelor cazanelor de abur.*

Descriptori: cazane de abur, tambure, deficiențe

## Introducere

Tamburul este unul din elementele cele mai importante ale cazanului de abur, atât ca rol funcțional, cât și prin consecințele posibile ale deteriorării acestuia.

Funcțional, tamburul face parte din vaporizatorul cazanului și are rolul de a colecta apa preîncălzită din economizor, de a alimenta cu apă vaporizatorul prin intermediul țevilor de cădere și de a colecta aburul saturat, format în vaporizator, care este apoi condus în supraîncălzitor.

În timpul funcționării cazanului, în tambur trebuie păstrat un anumit nivel de apă (la circa 200 mm sub axa geometrică).

Constructiv, tamburul este format din următoarele elemente:

- mantaua cilindrică, compusă din virole sudate între ele cap la cap;
- două funduri eliptice prevăzute cu guri de vizitare cu capac;
- ștuțuri de țeavă pentru legătura cu țevile care vin de la economizor, țevile de cădere și țevile de legătură cu supraîncălzitorul etc.

Pentru obținerea unui abur saturat cât mai pur, fără picături de apă în suspensie, în interiorul tamburului este montată o instalație de separare compusă din cicloane, dispusă pe suporturi fixate prin sudare pe suprafața interioară a mantalei cilindrice.

În timpul funcționării, în tambur se acumulează energia potențială provenind din aburul supraîncălzit la temperatura de saturație corespunzătoare presiunii de lucru; această energie este preluată de peretele metalic al tamburului sub formă de tensiuni mecanice, care duc la deformarea în domeniul elastic a acestuia.

În situația extremă a deteriorării în funcționare a tamburului, prin fisurare pe întreaga grosime a peretelui (fisurare care se poate extinde până la formarea de crăpături sau rupturi de mari dimensiuni), se produce scăderea bruscă a presiunii interioare, ceea ce duce la vaporizarea bruscă a apei aflate la temperatura de vaporizare corespunzătoare presiunii de lucru, cu creștere explozivă de volum. Consecințele unui astfel de eveniment pot fi extrem de grave: deteriorarea iremediabilă a tamburului, deteriorarea gravă a instalațiilor înconjurătoare și, nu în ultimul rând, producerea de victime omenești.

Chiar deteriorările prin fisurare de mai mică amploare, neînsoțite de pierderea etanșeității, dar care trebuie remediate pentru a împiedica extinderea lor, pot duce la indisponibilizarea pe durate foarte lungi a cazanului de abur.

Controalele profilactice și analizarea cauzelor deteriorării tamburelor, efectuate în decursul timpului în centralele termoelectrice din România, au relevat existența a trei categorii de deficiențe care duc la deteriorarea tamburelor, și anume: deficiențe de concepție/proiectare, deficiențe de fabricație și montaj și condiții de exploatare deficitare.

În această lucrare se vor face referiri la un domeniu restrâns de cazane la care s-au produs avarii. Acestea sunt: cazanele de 420 t/h de fabricație I Vulcan, proiect ICPET de tipul CR-1244 pe lignit (cu varianta pe păcură și gaze CR-1737) și de tipul C4 (TGM-84) pe păcură și gaze, precum și cazanele de 120 t/h pe lignit, toate prevăzute cu tambure confecționate din oțelul AMMO65 și TCz60/45.

## 1. Deficiențe de concepție/ proiectare

Expertizele efectuate în conformitate cu instrucțiunile în vigoare au evidențiat numeroase deficiențe de concepție/proiectare la tambure, deficiențe care contribuie la apariția în funcționare de fisuri localizate în diferite zone ale tamburelor.

În principal aceste deficiențe sunt:

- supradimensionarea grosimii mantalei tamburului, fapt ce duce la creșterea rigidității mantalei și a tensiunilor termice;
- prezența unor concentratoare de eforturi care duc la fisurare;
- proiectarea deficitară a instalației interioare de separație cu rezistențe exagerat de mari în secțiunea de golire a cicloanelor;
- proiectarea deficitară a circuitului de măsură a sticlei de nivel, ceea ce duce, în anumite situații, la erori mari de indicare a nivelului în tambur;

* Institutul Național de Cercetare Dezvoltare ICEMENERG București
** S.C. TERMOELECTRICA S.A.

• subdimensionarea suprafeței economizorului, care duce la temperaturi mai scăzute ale apei introduse în tambur.

### 1.1. Supradimensionarea grosimii mantalei

Față de tamburele cazanelor sovietice de tip TGM84, confecționate din oțel de tip 16GNM, cu limita de curgere de 294,3 N/mm$^2$ la temperatura ambiantă grosimea mantalei tamburului cazanelor românești de tip C4 (similare cu cazanele TGM84 sovietice) este aceeași, deși s-a utilizat un oțel cu caracteristici de rezistență superioare (oțel AMMO65 sau echivalent TCz60/45 cu limita de curgere de 361 N/mm$^2$) la temperatura ambiantă.

Cu toate că, în acest fel, coeficientul de siguranță este mai ridicat față de cel al tamburului original, construcția tamburului este mai rigidă, iar tensiunile termice mai mari față de cele corespunzătoare unei dimensionări normale. Acest fapt, corelat cu sensibilitatea la fisurare a oțelurilor cu granulație fină de tip AMMO65, are repercusiuni asupra comportării tamburelor în regimurile nestaționare de funcționare, cu amorsarea de fisuri la durate reduse de funcționare. La toate tamburele confecționate din oțel de tip AMMO65, fisurile au apărut la durate mici de funcționare (între 6000 și 30000 ore de funcționare), în timp ce la tamburele din oțel 16GNM, primele fisuri au apărut la peste 100000 ore de funcționare.

Acest gen de supradimensionare a provenit din utilizarea de metode de calcul diferite, în care fie s-a utilizat drept presiune de calcul presiunea de deschidere a supapei de lucru în loc de presiunea maximă de lucru a tamburului, fie s-a utilizat în calculul de verificare la presiunea de probă același coeficient de siguranță ca la dimensionare (1,5 în loc de 1,1) [1].

### 1.2. Prezența unor concentratori de eforturi

Analiza defecțiunilor de tipul fisurilor evidențiate la controalele efectuate la aceste tambure a arătat existența acestora în special în zone cu concentratori de eforturi, cum ar fi: muchiile nerotunjite ale găurilor orificiilor, plăcuțe suport ale instalației interioare cu formă rectangulară și sudura realizată pe contur închis, suduri realizate în unele zone peste alte suduri, sudarea unor ștuțuri atât la exteriorul, cât și la interiorul tamburului.

În figurile 1, 2, 3 și 4 sunt prezentate imagini cu diferite detalii

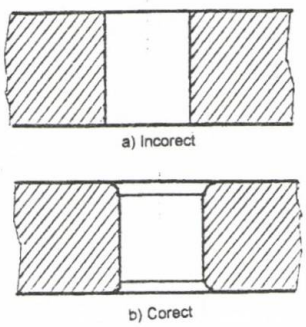



Fig. 1. Realizarea muchiilor orificiilor.

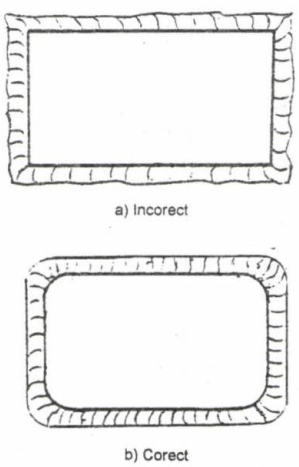
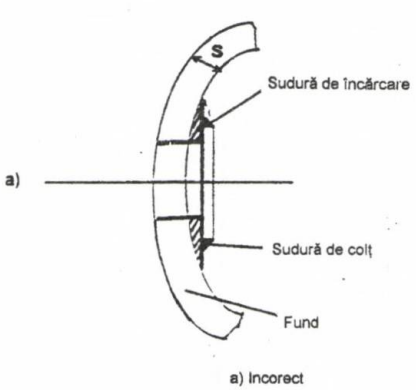



Fig. 2. Realizarea și montarea plăcuțelor suport pe manta.



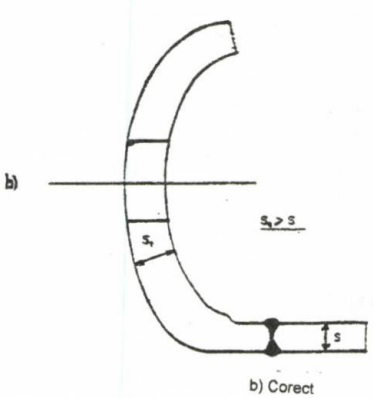




Fig. 3. Realizarea fundului tamburului.

ale tamburelor cu concentratori de eforturi, comparativ cu soluția recomandată pentru eliminarea sau atenuarea acestora [2, 3, 4].

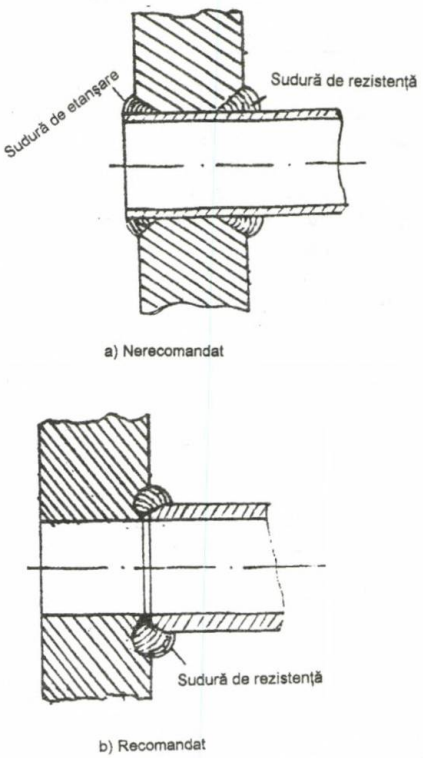



Fig. 4. Montare ștuț țeavă în tambur.

### 1.3. Proiectarea defectuoasă a instalației interioare de separație

Analiza numeroaselor spargeri de țevi la vaporizatoarele acestor cazane a scos în evidență drept cauză principală existența unor rezistențe exagerat de mari în secțiunea de golire a cicloanelor separatoare din tambur, paleții înclinați la un unghi de 30° fiind orientați invers față de sensul de curgere al apei.

Acest mod de dispunere a paleților introduce rezistențe hidraulice importante, care mențin un nivel de apă ridicat. În funcție de multiplul de circulație pot să apară goliri și umpleri periodice ale ciclonului. Amorsarea oscilațiilor circulației și în consecință și a nivelului în tambur, a fost observată pentru multiplul de circulație egal cu 4,5 la cazanul CR1244. La cazanul C4 (TGM84), unde multiplul de circulație este egal cu 6, nu apar asemenea oscilații. Pe perioada de stagnare a circulației (umplerea ciclonului) are loc fierberea în peliculă și peretele țevii vaporizatorului se supraîncălzește. Cu timpul materialul obosește, producându-se ruperi ale peretelui pe partea dinspre flacără, de regulă în apropierea sudurii platbandei peretelui membrană*.

Remedierea acestor deficiențe de proiectare a fost începută în anul 1994 la toate cazanele pe lignit, inclusiv varianta pe gaze și păcură CR1737. În prezent, fiabilitatea vaporizatoarelor a atins un nivel acceptabil pentru o exploatare normală. În plus, s-au eliminat oscilațiile circulației și ale nivelului apei în tambur și a crescut puritatea aburului produs, ceea ce a făcut posibilă renunțarea la spălarea aburului cu apă de alimentare și creșterea pH-ului apei de cazan cu 0,5–1 unități.

În figura 5 este prezentat aspectul unei diagrame de nivel după modificarea secțiunii de golire a cicloanelor separatoare, care a constat în înlocuirea paleților înclinați cu 30° cu paleți verticali și mărirea secțiunii de trecere a apei. Se observă că la aruncarea sarcinii nivelul are o variație aperiodică, ceea ce arată o funcționare corectă a regulatorului de nivel.

* lucrarea internă ICEMENERG „*Analiza stării actuale a materialului metalic al țevii de vaporizator a cazanelor nr. 1 și 2 din CET Progresu și a cazanelor care a generat spargerea lor*", autor ing. George Grecu.

### 1.4. Proiectarea deficitară a circuitului de măsură a sticlei de nivel

O altă deficiență constructivă constatată la tipul de cazan analizat este apariția, în anumite regimuri tranzitorii, a unei erori la măsurarea nivelului în tambure. Ea este cauzată de faptul că armăturile de nivel (vasele de separare cu nivel constant) sunt racordate la tambur prin conducte scurte, temperatura armăturii fiind apropiată de cea a mediului din tambur. Eroarea de măsurare are loc la scăderea bruscă a presiunii, când în vasul de nivel constant apa se vaporizează. În acest caz, aparatul de măsură va indica valoarea maximă a nivelului de apă. De obicei erorile de măsură de acest tip au loc la oprirea în avarie, cauzată de spargerea unei țevi de ecran. Pericolul constă în faptul că regulatorul de nivel închide apa de alimentare tocmai într-un moment în care golirea tamburului nu este indicată.

Pentru remedierea situației se propune înlocuirea conductelor actuale cu conducte mai lungi, respectiv de 2 m.

### 1.5. Subdimensionarea suprafeței economizorului

Reducerea suprafeței economizorului față de proiectul inițial în vederea creșterii temperaturii gazelor de ardere la cos, are ca efect intrarea apei în tambur la o temperatură cu 80 °C mai mică decât temperatura de saturație la funcționarea cu PIP-uri și cu 130 °C sub temperatura de saturație la funcționarea cu PIP-urile oprite (la sarcina nominală cu presiunea de 160 bari și temperatura de saturație 345 °C). În realitate, temperatura scăzută la coș este rezultatul infiltrațiilor mari de aer de combustie prin etanșările preîncălzitoarelor de aer regenerative, care la rândul lor sunt o consecință a presiunii exagerat de mari a aerului.

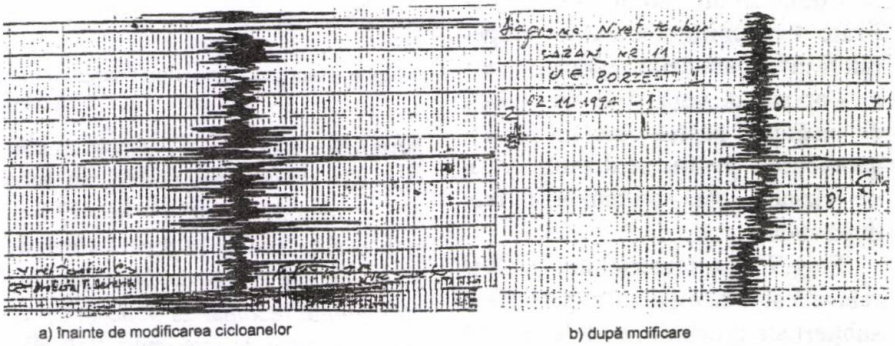
## 2. Deficiențe de fabricație și montaj

Verificările efectuate în decursul timpului la controalele profilactice și cu ocazia avariilor, au relevat următoarele deficiențe de fabricație sau montaj:

- utilizarea de materiale cu caracteristici necorespunzătoare;
- executarea sudurilor fără respectarea procedeelor omologate;
- nerespectarea proiectului la sudarea suporturilor instalației interioare de separație pe mantaua tamburului.

### 2.1. Uilizarea de materiale cu caracteristici necorespunzătoare

Analizele efectuate pentru stabilirea cauzelor deteriorării prin crăparea sau ruperea tamburelor în discuție, cu ocazia probelor hidraulice, au relevat o stare de fragilitate accentuată a materialelor virolelor/fundurilor la temperatura ambiantă. Această stare de fragilitate s-a datorat atât compoziției chimice diferite a materialului virolelor, cât și tratamentelor termice aplicate acestora, fără respectarea recomandărilor furnizorului de material și în discordanță cu compoziția chimică a materialului.



a) înainte de modificarea cicloanelor b) după mdificare

Fig. 5. a, b. Oscilații ale nivelului în tambur.

Astfel, la realizarea unui tambur pentru cazanul tip CR1737, crăpat la proba hidraulică, s-au utilizat atât virole din oţel marca AMMO65, cât şi virole din oţel echivalent marca TCz60/45, realizate din şarje de oţel diferite.

Compoziţia chimică a virolelor, conform certificatului de calitate, diferă prin conţinutul de carbon şi vanadiu. Carbonul măreşte caracteristicile de rezistenţă şi duritate şi le coboară pe cele de plasticitate şi ductilitate, vanadiul influenţând caracteristicile mecanice în sens contrar. La trei virole conţinutul de carbon a fost mai ridicat, iar conţinutul de vanadiu foarte redus; în consecinţă, aceste virole au caracteristici mecanice de rezistenţă mai ridicate decât celelalte. Tocmai la aceste virole, tratamentul termic de revenire s-a efectuat la temperaturi şi durate de menţinere mai mici decât la celelalte virole, rezultând, pe lângă valori de rezistenţă mai ridicate, valori scăzute ale caracteristicilor de plasticitate, specifice unei stări fragile. Această stare de fragilitate a fost confirmată de încercările de încovoiere prin şoc, efectuate pe epruvete prelevate din aceste virole, rezultatele obţinute situându-se sub pragul de fragilitate de 27J, la temperaturi cuprinse între 0 - 20°C.

Într-un alt caz, la tamburul unui cazan de 120 t/h, confecţionat din oţel AMMO65, la care în timpul probei hidraulice s-a produs ruperea brutală în bucăţi a fundului, s-a constatat o stare de fragilitate a materialului acestora, indusă de:

- tratamentul termic de normalizare + revenire efectuat la temperaturi inferioare celor recomandate;
- aplicarea unui strat de sudură de încărcare pentru corecţia formei geometrice pentru realizarea gurii de vizitare, fără tratament termic după sudare.

Fragilitatea materialului a fost relevată atât de aspectul ruperii (fără subţieri ale grosimii peretelui şi fără deformări), cât şi de valorile ridicate ale caracteristicilor de rezistenţă şi duritate, mult peste limita maximă admisă de norma de material, precum şi de valorile scăzute ale caracteristicilor de rezilienţă la temperaturi cuprinse între –10°C şi +20°C.

### 2.2. Executarea sudurilor fără respectarea procedeelor omologate

Controalele nedistructive, efectuate cu caracter profilactic la tamburele în discuţie, au scos în evidenţă numeroase defecte de sudare, atât la sudurile cap la cap ale virolelor, cât şi la sudurile de colţ ale plăcuţelor suport ale instalaţiei interioare de separaţie, care pot constitui amorse pentru apariţia de fisuri:

- şanţuri marginale;
- pori şi incluziuni;
- dezaxări ale virolelor;
- supraînălţări exagerate etc.

Astfel de defecte duc la amorsarea fisurilor, în special în cazul în care sudurile se realizează fără preîncălzirea necesară. Această situaţie s-a întâlnit şi la cele două cazuri prezentate la punctul 1.2.1.

Lipsa de preîncălzire şi tratament termic de detensionare adecvat a fost pusă în evidenţă la două tambure ale unor cazane de tip CR1244, la care, tot la proba hidraulică, s-au înregistrat după numai 6000, respectiv 16000 ore de funcţionare, fisuri străpunse în cordoane de sudură circulare de îmbinare a virolelor. Analizele efctuate pe carote prelevate din zonele respective, au scos în evidenţă durităţi în ZIT-ul îmbinărilor sudate în jurul valorii de 350 HV, în timp ce literatura de specialitate recomandă la acest tip de oţel o duritate de maximum 250 HV. Această duritate foarte ridicată semnifică existenţa unor tensiuni interne remanente ridicate, care ele însele pot cauza amorsarea de fisuri. În cazul oţelurilor cu granulaţie fină, caracterizate de o sensibilitate ridicată la fisurare, existenţa unor astfel de tensiuni interne ridicate, asociată şi cu un mediu în care există substanţe agresive, chiar şi în cantităţi infime, face posibilă avansarea foarte rapidă a fisurilor, ca urmare a fenomenului de coroziune fisurantă sub tensiune. Astfel se explică duratele foarte reduse de funcţionare la care s-a produs străpungerea întregii grosimi a mantalei.

### 2.3. Nerespectarea proiectului la sudarea suporturilor instalaţiei interioare de separaţie

La unul din tamburele analizate s-a evidenţiat existenţa a patru prinderi ale unor suporturi ale instalaţiei interioare de separaţie direct pe manta, faţă de soluţia de proiect, care prevede sudarea în fabrică a plăcuţelor intermediare, cu efectuarea tratamentului de detensionare o dată cu întreg tamburul. Neaplicarea la montajul instalaţiei interioare de separaţie a soluţiei de proiect nu a permis efectuarea tratamentului termic de detensionare, fapt care a condus la fisurarea materialului ca urmare a tensiunilor interne neeliminate. Această situaţie este prezentată în figura 6 [2].

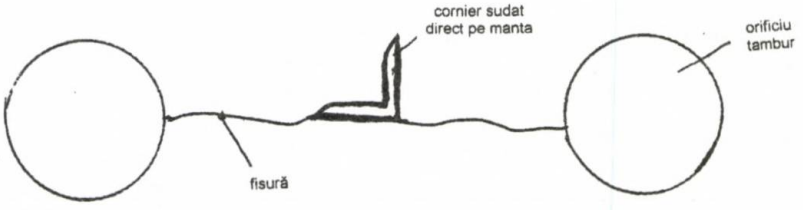



Fig. 6. Fisurarea materialului tamburului ca urmare a tensiunilor interne neeliminate prin tratament termic.

## 3. Defecte datorate condiţiilor de exploatare

### 3.1. Şocuri termice produse la răciri rapide ale suprafeţei interioare a mantalei tamburelor

Răcirea rapidă a suprafeţei interioare a mantalei tamburului se

produce cu intensitate mare în următoarele situaţii:

- golirea rapidă a tamburului la spargeri de ţevi ale vaporizatorului;
- introducerea de apă cu temperatură mult mai scăzută faţă de cea de saturaţie.

La cazanele de tip CR1737, ca urmare a deficienţelor de realizare a cicloanelor separatoare de tambur în secţiunea de golire (aşa cum s-a arătat la punctul 1.1.3.), s-au produs frecvente spargeri de ţevi de vaporizatoare. Golirea rapidă a tamburului cu aceste ocazii, accentuată şi de erorile de măsură a nivelului apei în tambur, prezentate la punctul 1.1.4., duce la scăderea rapidă a temperaturii la interiorul tamburului. În situaţia în care temperatura suprafeţei interioare a tamburului scade sub cea de la suprafaţa exterioară a acestuia, nivelul tensiunilor termice de întindere devine maxim la nivelul suprafeţei interioare. Repetarea acestor fenomene conduce la oboseala materialului, „epuizându-l" cu amorsarea şi dezvoltarea de fisuri. Acest lucru este confirmat şi prin calcul bazat pe luarea în considerare a regimurilor reale de pornire–oprire.

Astfel, pentru două diagrame reale de oprire în avarie şi pornire, s-a efectuat conform TRD 301, calculul numărului admisibil de cicluri pornire–oprire în condiţiile modificării combinate a presiunii interioare şi temperaturii.

Rezultatele obţinute pentru cele două diagrame, sunt prezentate comparativ în tabelul 1. Se constată că sunt periculoase şi trebuie evitate ciclurile în care se produce golirea tam-burului într-un timp foarte scurt, 129 de astfel de cicluri putând provoca ruperea tambu-rului, în timp ce în cazul unor porniri–opriri nor-male sunt necesare 18548 de cicluri până la rupere [6].

*Tabel 1*

| Parametri tehnici | Eveniment cu golire rapidă (spargere ţeavă vaporizator) | Eveniment cu golire normală |
|---|---|---|
| Temperatura medie ciclu [°C] | 214,850 | 198,058 |
| Tensiune mecanică maxmum [N/mm$^2$] | 164,522 | 115,679 |
| Tensiune termică la oprire [N/mm$^2$] | 1188,345 | 445,729 |
| Tensiune totală la oprire [N/mm$^2$] | 1352,867 | 561,409 |
| Amplitudinea ciclului [N/mm$^2$] | 1352,867 | 561,409 |
| Interval admisibil 2 sigma | 3605,944 | 674,939 |
| **Număr de cicluri până la rupere** | **129** | **18548** |
| **Număr admisibil cicluri** | **25** | **3709** |
| **Epuizarea duratei de viaţă/ciclu** | **0,775194** | **0,005391** |

### 3.2. Abateri ale regimului chimic din circuitul de apă-abur-condensat

Deşi în general indicii fizico-chimici ai circuitului de apă-abur-condensat se încadrează în prevederile PE 218/1998, la anumite cazane sau în anumite situaţii de funcţionare se produc abateri de la aceste prevederi, în special în ceea ce priveşte valorile pH-ului şi a „p-ului" pentru apa de cazan, respectiv a oxigenului dizolvat în condensatul de bază. În anumite situaţii pot fi regăsiţi în apa de alimentare şi compuşi organici sub formă coloidală sau ionică, care provoacă o serie de neajunsuri, pe de o parte, datorită depunerilor şi coroziunilor asociate, iar, pe de altă parte, conferă aciditate aburului, coborând pH-ul apei din cazan sau al aburului.

De asemenea, substanţele organice au o acţiune nocivă asupra maselor schimbătoare de ioni, pe care le blochează ireversibil. Din acest motiv se impune eliminarea substanţelor organice din apa de alimentare.

Valorile scăzute ale pH-ului, valorile ridicate ale oxigenului dizolvat în apă, precum şi existenţa unor substanţe agresive, rezultate din descompunerea substanţelor organice, generează diverse forme de coroziune, care duc fie la amorsarea de fisuri, fie la dezvoltarea unor fisuri preexistente.

### 3.3. Defecte datorate condiţiilor de probă

Deteriorările tamburelor, constând în crăparea sau ruperea acestora, s-au produs cu ocazia probelor hidraulice (CET Giurgiu, CET Zalău, CET Progresu). Analizele efectuate cu aceste ocazii au evidenţiat o serie de deficienţe legate de modul de execuţie a probelor de presiune, şi anume:

- necunoaşterea valorii tempeaturii minime a apei pentru realiarea probei, aceasta nefiind specicată în documentaţie de către proectant (conform PT ISCIR C1-85);
- lipsa unor precizări legate de viteza de creştere şi descreştere a presiunii în timpul probelor;
- executarea unui număr mare de probe hidraulice la presiune maximă.

Astfel, aceste probe hidraulice s-au efectuat cu apă la temperatura ambiantă (15–20 °C), materialul tamburelor la această temperatură prezentând caracteristici de fragilitate, respectiv valori ale energiei de rupere la proba de încovoiere prin şoc, inferioare limitei de fragilitate (27J), comparativ cu aceeaşi caracteristică la temperaturi ridicate, care avea valori corespunzătoare. Acest lucru explică de ce materialul acestor tambure, deşi conţinea fisuri vechi, nu s-a rupt în funcţionare, respectiv la temperaturi de +350 °C, ci la proba hidraulică efectuată cu apă de alimentare.

Se precizează că temperatura apei de probă, respectiv temperatura metalului tamburului în timpul încercării la presiune trebuie să fie cuprinsă în intervalul +30 - +50°C*.

Viteza de creştere, respectiv descreştere a presiunii de proba fără limitarea acesteia, este deosebit de periculoasă pentru materialul tam-

* lucrarea internă ICPET, *„Tehnologie de reparaţie a tamburului cazanului de 420 t/h nr. 3 CET Progresu"*, autori: Viorel Rădulescu, Cornel Răducanu, Ara Altiocaian.

burelor analizate, putând duce la şocuri mecanice care să favorizeze amorsarea sau dezvoltarea de fisuri.

Analiza fractografică a suprafeţei de rupere pe întreaga grosime de perete a unei virole de tambur, a evidenţiat existenţa unei fisuri mai vechi pe mantaua tamburului, cu o lungime de 60 mm şi lăţime de 5,5 – 6 mm, pornind de la suprafaţa interioară a tamburului, cu ramificaţii în direcţie perpendiculară pe axa acestuia.

Suprafaţa fisurii vechi era de culoare închisă faţă de restul fisurii, având o propagare în trepte despărţite de raze perpendiculare pe suprafaţa de înaintare a fisurii, corespunzând diferitelor stadii de propagare a ruperii, aparţinând mai multor etape de amorsare (datorate tensiunilor mecanice introduse la probele hidraulice).

Ca urmare a acestor constatări, în prezent se fac următoarele precizări la execuţia probelor hidraulice:

- se verifică corespondenţa dintre indicaţiile manometrelor şi se urmăresc diferenţele dintre manometrele de pe tambur şi pompă;
- se înregistrează diagrama probei hidraulice;
- presiunea se ridică şi coboară lent (cu maximum 5 bari/min) şi cu menţinere de cel puţin 10 minute pe paliere de presiune prestabilite.

De asemenea, se precizează existenţa a trei tipuri de probe hidraulice pentru aceste cazane:

- proba hidraulică de etanşare, pentru verificarea etanşeităţii instalaţiei;
- proba hidraulică de casă (dacă este necesară);
- proba hidraulică de rezistenţă.

Proba hidraulică de etanşare se limitează la o presiune inferioară presiunii maxime de lucru, în timp ce proba hidraulică de casă se face la presiunea maximă de lucru. Numai proba hidraulică de rezistenţă se face la o presiune superioară presiunii maxime de lucru, respectiv la 1,5 x $P_{max\ lucru}$, conform prevederilor PT ISCIR C1-85.

## Concluzii

Din cele prezentate, cauzele menţionate ale deteriorării tamburelor se pot sistematiza astfel:

- cauze legate de material, respectiv de sensibilitatea ridicată a oţelului utilizat, la diferite forme de prelucrare (mecanică, sudură şi tratamente termice) şi la diverse forme de coroziune;
- cauze constructive legate de existenţa unor concentratori de tensiune;
- inducerea de tensiuni termice ridicate prin majorarea grosimii mantalei;
- deficienţe de proiectare privind asigurarea circulaţiei şi a temperaturii de intrare a apei în tambur, precum şi de indicarea nivelului acesteia;
- nerespectarea tehnologiilor de fabricaţie şi de montaj;
- nerespectarea prescripţiilor de exploatare privind regimurile tranzitorii şi regimul chimic al apei;
- nerespectarea prescripţiilor privind efectuarea probelor de presiune.

De asemenea, din cele prezentate se constată că deteriorarea tamburelor în discuţie s-a produs, de cele mai multe ori, prin suprapunerea mai multor cauze dintre cele enumerate, aportul fiecăreia neputând fi cuantificat. Pentru reducerea riscului de deteriorare a tamburelor prin fisurare, este necesară eliminarea tuturor acestor cauze, prin măsuri corespunzătoare.

**BIBLIOGRAFIE**


[1] Gheorghicescu, V., Ilie, G. *Utilizarea rezervelor suprafeţelor de transfer de căldură ale cazanelor de 420 t/h lignit, transformate la funcţionarea pe hidrocarburi, pentru ridicarea capacităţii termice la cazanele de 420 t/h – CET Progresu.* În: Energetica, 44, 1996, nr. 6, seria A.

[2] Turcu, L. *Aspecte privind stabilirea cauzelor deteriorării unui tambur de 420 t/h în timpul probei de presiune.* În: Producerea, transportul şi distribuţia energiei electrice şi termice, nr. 4, 1999, p. 27.

[3] Turcu, L., Câmpan, R., Zabunov, A. *Stabilirea cauzelor avariei unui tambur la un cazan de 120 t/h şi refacerea integrităţii acestuia în vederea punerii în funcţiune.* În: Producerea, transportul si distribuţia energiei electrice şi termice, nr. 6, 1998, p. 26.

[4] Turcu, L. *Expertizarea tamburului unui cazan de 420 t/h în vederea stabilirii posibilităţii de utilizare în continuare a acestuia.* În: Producerea, transportul şi distribuţia energiei electrice şi termice, nr. 5, 2000, p. 3.

[5] Turcu, L., Zabunov, A. *Probleme apărute în funcţionarea tamburelor cazanelor de abur.* În: „Consfătuirea de avarii a GPEET", Constanţa, 1995.


**Referent: ing. Cristian Totolo- ASA HOLDING S.A.**

**(Primit la 23 iulie 2001, acceptat la 1 august 2001)**

# Analiza stabilităţii circulaţiei naturale în sistemul vaporizator al cazanului TGM84B în situaţia modificării configuraţiei arzătoarele

**conf. dr. ing. TUDOR PRISECARU***

*Multe dintre cazanele de abur energetice din ţara noastră urmează să intre în procese de retehnologizare datorită funcţionării îndelungate a celor mai multe dintre unităţile existente. Aceste activităţi solicită, în general, investiţii importante, din care cauză soluţiile tehnice uzuale în aceste condiţii caută să afecteze cât mai puţin întregul ansamblu al agregatului; de foarte multe ori, în aceste situaţii apare însă necesitatea verificării parametrilor funcţionali ai cazanului, pentru a putea crea premisele asigurării unei funcţionări viitoare fiabile. Lucrarea de faţă îşi propune tocmai un astfel de exerciţiu, legat de modificarea configuraţiei şi puterii arzătoarelor cazanului TGM 84B în vederea funcţionării acestuia cu emisii reduse de oxizi de azot.*

Descriptori: stabilitatea circulaţiei, fluxuri critice, multiplu de circulaţie

## Introducere

Există în prezent câteva concepţii, deja experimentate, privind posibilităţile de retehnologizare legate de unele tipuri de generatoare de abur aflate în exploatare şi în general acestea sunt primele variante luate în studiu atunci când se pune problema unei astfel de investiţii.

Aceasta este şi situaţia unui generator de abur de 420 t/h, ce operează cu păcură drept combustibil de bază, care este echipat cu arzătoare cu pulverizare mecanică, construite în urmă cu peste treizeci de ani, care produc emisii poluante ridicate. Retehnologizarea acestui agregat este deocamdată în faza de studiu şi urmăreşte în principal reducerea emisiilor poluante (îndeosebi formarea de $NO_x$) produse de către acesta o dată cu introducerea sistemului de insuflare a păcurii cu ajutorul aburului sub presiune, precum şi pe baza încadrării într-un nivel minim de investiţii.

Ideea de bază pe care se axează prezentul studiu este aceea de a motiva, din punct de vedere strict tehnic, una dintre soluţiile oferite în general pe plan mondial în aceste situaţii, şi anume aceea de a diminua numărul de arzătoare existente, prin introducerea unor unităţi de puteri mai mari, funcţionând cu pulverizare cu abur şi a căror dispunere să nu schimbe mult geometria ecranelor de pereţi membrană, în vederea realizării unui plafon minim de investiţii.

Dat fiind principiul circulaţiei naturale pe care se bazează funcţionarea sistemului vaporizator al acestui generator de abur, precum şi existenţa unui perete membrană median în interiorul focarului, problema esenţială legată de validarea tehnică a soluţiei de principiu mai sus enunţată, constă în verificarea stabilităţii circulaţiei naturale a emulsiei apă-abur în ţevile vaporizatoare, evaluarea noului multiplu de circulaţie, precum şi verificarea încadrării valorilor noilor fluxuri termice în raport cu valoarea fluxului termic critic pentru fiecare perete al focarului, în momentul când configuraţia arzătoarelor se va modifica sensibil.

Astfel, vechile arzătoare ce echipează în prezent acest tip de cazan, sunt în număr de 18, fiind caracterizate de o eficienţă scăzută şi un nivel ridicat al emisiilor poluante, în special la funcţionarea cu păcură; noile arzătoare, în număr de 12, sunt concepute pentru a asigura o ardere cu eficienţă ridicată a păcurii, concomitent cu producerea de emisii reduse de oxizi de azot. Plasarea optimă a acestor arzătoare pe pereţii focarului necesită, pe de o parte, analiza comparativă între cele două variante (actuală şi modernizată) ale proceselor de curgere a gazelor de ardere, a arderii şi a transferului de căldură şi, pe de altă parte, verificarea stabilităţii circulaţiei agentului de lucru din sistemul vaporizator şi a posibilităţii depăşirii fluxurilor termice critice, în situaţia focarului modernizat.

Determinarea câmpurilor de viteze, de temperaturi şi de concentraţii ale gazelor de ardere din interiorul focarului, în cele două variante, a fost făcută cu ajutorul programului FLUENT 5.1.1, pe baza căruia a fost determinată şi distribuţia fluxurilor termice radiante pe suprafaţa pereţilor focarului. Aceste rezultate au constituit apoi date de intrare pentru calculul de stabilitate a circulaţiei agentului de lucru din sistemul vaporizator, scopul final al analizei constituindu-l estimarea stabilităţii circulaţiei apei şi aburului în ţevile sistemului vaporizator în situaţia modificării configuraţiei instalaţiei de ardere.

## 1. Analiza distribuţiei fluxurilor termice pe pereţii focarului

Câteva ipoteze de lucru, valabile pentru toate situaţiile posibile de funcţionare, au fost fixate în vederea efectuării analizei propuse:

- cazanul a fost considerat cu suprafeţele de ecran curate, funcţionând în regim nominal, cu debitul de abur de 420 t/h, iar presiunea din tambur de 155 bar;
- combustibilul utilizat este păcura cu o cifră de cocs de 7 %;
- datorită existenţei ecranului median în focar, care conferă acestuia o simetrie geometrică vizibilă, simularea funcţionării focarului a fost efectuată considerându-se doar jumătatea din dreapta a acestuia;
- vatra focarului a fost considerată ca fiind acoperită cu un strat de şamotă de grosimea unei cărămizi.

* Facultatea de Inginerie Mecanică, Universitatea "POLITEHNICA" din Bucureşti

Aspectul general al focarului cazanului TGM 84B în varianta constructivă actuală este prezentat în schema din figura 1, distingându-se aici peretele frontal cu cele 18 arzătoare, precum şi

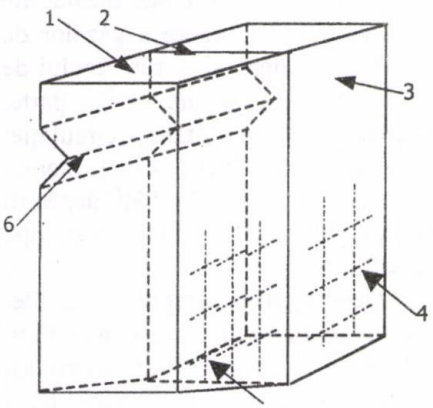



Fig.1 Schiţa simplificată a focarului:
1 - suprafaţă de sfârşit de focar; 2 - perete median; 3 - perete front; 4 - arzătoare noi; 5 – arzătoare existente; 6 - protuberanţă în focar.

peretele membrană median.

Simularea numerică a funcţionării focarului cazanului sus-amintit s-a bazat şi pe datele tehnice următoare, care caracterizează starea actuală:

- excesul de aer la sfârşitul focarului este de 1,15;
- toate cele nouă arzătoare sunt în funcţiune;
- temperatura de preîncălzire a păcurii este de 132°C;
- unghiul de pulverizare mecanică a păcurii este de 90°.

Modelarea numerică a unei jumătăţi a focarului generatorului de abur analizat a presupus asocierea acestuia cu o construcţie compusă dintr-un număr de nouă feţe, şi anume: frontul focarului, vatra focarului, plafonul acestuia, peretele posterior (considerat plan până la protuberanţa superioară), faţa inferioară a protuberanţei, faţa superioară a protuberanţei, secţiunea de ieşire a gazelor de ardere, peretele median şi peretele lateral dreapta.

Validarea rezultatelor obţinute prin simulare numerică s-a făcut pe baza comparării acestora cu câteva determinări experimentale ce au vizat evidenţierea temperaturii medii a gazelor de ardere în secţiunea transversală de la sfârşitul focarului (1283 K), concentraţia nulă de monoxid de carbon în aceeaşi secţiune, precum şi valorile concentraţiei de oxigen din gazele de ardere şi de vapori de apă evaluate la 0,007841 kg/m$^3$ şi respectiv de 0,02213 kg/m$^3$.

În urma simulării numerice a funcţionării focarului, încărcările termice cele mai ridicate s-au obţinut, după cum era şi de aşteptat, în zona nivelului superior al arzătoarelor, iar peretele median suportă fluxurile termice cele mai mari, după cum se observă şi din figura 2.

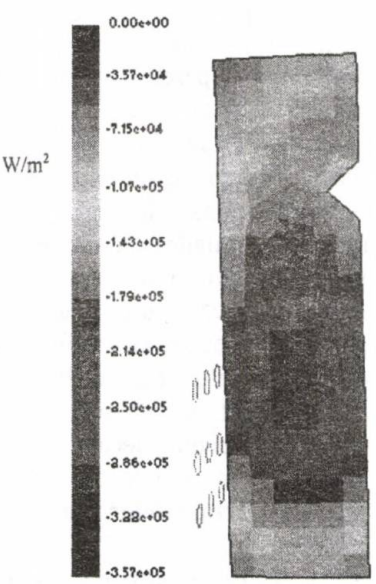



Fig. 2. Distribuţia de fluxuri termice pe peretele median.

În figură se pot distinge ambrazurile circulare ale arzătoarelor situate în planul perpendicular pe cel al peretelui median, imaginea fiind luată dinspre peretele lateral al focarului. Valorile fluxurilor termice incidente au fost trecute în W/m$^2$, iar semnul lor este negativ, deoarece convenţional s-a ales drept pozitiv sensul "către" interiorul focarului. În partea laterală a figurii a fost prezentat şi codul culorilor folosite*.

Valorile maxime ale fluxurilor termice obţinute sunt cuprinse între 350 şi 360 kW/m$^2$, peretele median fiind cel mai solicitat din cauza incidenţei duble care are loc pe suprafaţa sa. În ceea ce priveşte analiza termică a focarului în cazul noii variante constructive, aceasta se bazează pe următoarele modificări:

- arzătoarele noi au un diametru de ambrazură mai mare (1000 mm cele vechi şi 1100 mm cele noi), iar puterea unitară este cu 50% mai mare;
- noile arzătoare sunt doar în număr de 12 (6 în fiecare cameră a focarului) şi grupate în două coloane verticale;
- pentru a preveni o încărcare termică prea mare a pereţilor lateral şi median, cele două coloane de arzătoare noi au fost depărtate de la 1489 mm de pereţii respectivi (cum se situau coloanele vechi de arzătoare exterioare) la 1588 mm, spre interiorul focarului;
- valorile pentru excesul de aer şi unghiul de pulverizare a păcurii au fost menţinute constante;
- temperatura de preîncălzire a păcurii a fost redusă de la 155 °C la 110°C.

Modificările constructive referitoare la poziţionarea noilor arzătoare au fost proiectate în aşa fel încât implementarea lor să nu afecteze prea mult geometria şi execuţia tehnologică a pereţilor membrană şi deloc sistemul de susţinere al acestora, cuplat cu cel al întregului cazan. În baza noilor date, reluarea simulării numerice a funcţionării focarului a dus la următoarele rezultate:

- distribuţia fluxurilor termice incidente pe peretele median, variază cu înălţimea acestuia după graficul din figura 3;

* Cititorii interesaţi în mod special de acest articol pot solicita la redacţia revistei, sau direct la autor, varianta electronică, în care figurile apar colorate (N.R.)

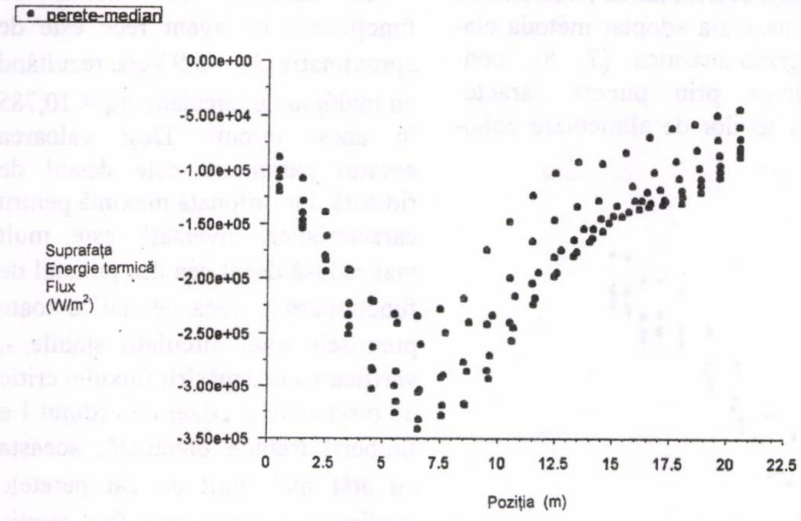



Fig. 3. Variația fluxului termic incident pe suprafața peretelui median. Trasarea graficului s-a efectuat pe baza datelor culese de-a lungul mai multor secțiuni longitudinale ale peretelui, despărțite de un pas de 1 m.

- distribuția fluxurilor termice pe peretele lateral dreapta este reprezentată de graficul din figura 4;

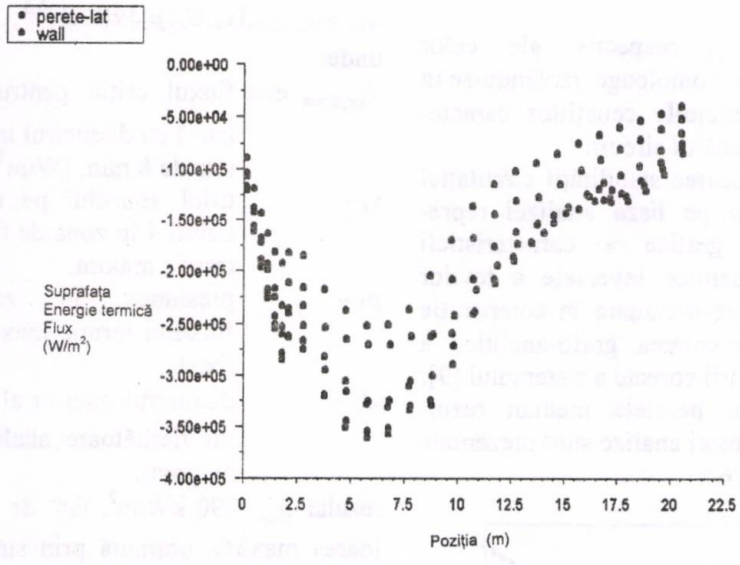



Fig. 4. Variația fluxului termic incident pe peretele lateral dreapta, prezentată în același sistem ca la peretele median. Valorile care corespund zonei de pâlnie (sub 2,5 m) au fost marcate cu o culoare diferită și introduse în legendă cu denumirea "wall".

- distribuția fluxurilor termice pe peretele posterior este reprezentată în figura 5.

Tot cu ocazia simulării funcționării focarului în noile condiții, s-au obținut și următoarele valori funcționale: pe suprafața de ieșire a gazelor de ardere din focar s-a calculat o temperatură medie a gazelor în valoare de 1250 K, concentrația medie de oxigen fiind de 0,006728726 kg/m$^3$, iar concentrația medie a vaporilor de apă de 0,0232476 kg/m$^3$ în condițiile în care s-a constatat absența monoxidului de carbon.

În aceste condiții se observă că valorile fluxurilor termice pe pereții focarului nu au crescut sensibil ca valoare; astfel, maximul atins în această configurație de ardere este de 355 kW/m$^2$, fiind situat pe peretele lateral. Totuși, zonele cu fluxuri termice ridicate s-au extins considerabil în acest caz, în special pe peretele median și pe cel lateral, pe cel posterior valorile fiind mai reduse. Acest fapt se explică prin concentrarea flăcării din nouă nuclee în șase, suprafața totală de flacără (mărime foarte importantă în schimbul de căldură prin radiație) scăzând destul de mult, deși fiecare flacără din cele șase este ceva mai dezvoltată; temperatura teoretică maximă de ardere înregistrată în această situație a fost de 2095 °C.

## 2. Verificarea stabilității circulației naturale a apei și aburului

Pentru efectuarea acestei operații de verificare a fost mai întâi nevoie de alegerea unor circuite de țevi de ecran dintre cele mai solicitate din punct de vedere termic, aceasta efectuându-se pe baza datelor obținute din simularea numerică a funcționării focarului. Aceste circuite au fost alese după cum urmează:

- circuitul 1 pe peretele lateral dreapta, constituit pe verticală, exact la jumătate pe axa mediană a acestuia (acest circuit include și traseul din pâlnia focarului începând de la joncțiunea cu peretele median);
- circuitele 2 și 3 pe peretele posterior, dispuse simetric față de axa mediană a acestuia, de lungimi inegale datorită joncțiunii cu peretele pâlniei focarului – acestea includ și protuberanța constructivă de la finele focarului;
- circuitul 4 pe peretele median situat cu 500 mm față de axa mediană a acestuia spre peretele frontal.

Calculul debitelor de funcționare pentru cele patru circuite (grupuri de țevi fierbătoare) s-a făcut pe baza aplicării metodologiei clasice explicitate în [1, 2], considerându-se elementele de calcul cu variații de tip eulerian, cu pași cunoscuți pe baza datelor obținute prin simularea numerică a proceselor de ardere, curgere a gazelor de ardere și transfer de căldură din focar. S-a calculat în acest mod înălțimea de economizor pe baza evaluării densității și

entalpiei apei, continuându-se apoi cu evaluarea creşterii entalpiei emulsiei apă-abur în zona fierbătoare a fiecărui circuit şi implicit a variaţiei volumului specific al acesteia.

Pentru determinarea punctelor de funcţionare s-a adoptat metoda clasică, grafo-analitică [7, 8], construindu-se prin puncte caracteristicile ţevilor de alimentare cobo-

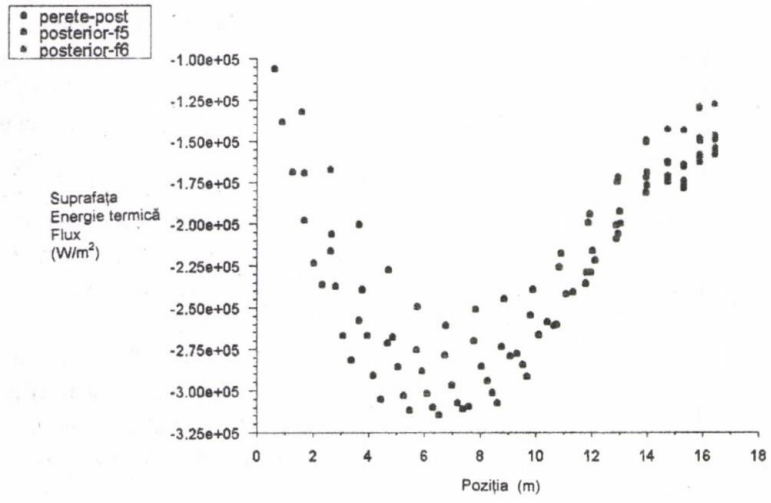



Fig. 5. Variaţia distribuţiei fluxurilor termice pe peretele posterior al focarului. Influenţa protuberanţei constructive de la partea superioară a acestui perete, este reprezentată cu alte culori şi introdusă în legendă cu "f5" şi respectiv "f6".

În calculul caracteristicilor de presiune [3, 4] pentru ţevile de alimentare şi fierbătoare ale celor patru circuite reprezentative, s-a aproximat că pierderile de presiune locale şi prin acceleraţie sunt reduse şi se pot încadra într-o marjă de 5% din cele de frecare liniar distribuite [5, 6]. Această ipoteză este justificată în mare parte şi prin traseul extrem de simplu din punct de vedere geometric, atât al ţevilor de alimentare, cât şi al celor fierbătoare.

râtoare şi respectiv ale celor fierbătoare omoloage, izolându-se în final rădăcinile ecuaţiilor caracteristice fiecărui circuit.

Verificarea stabilităţii circulaţiei s-a făcut pe baza analizei reprezentării grafice a caracteristicii hidro-dinamice inversate a ţevilor fierbătoare urcătoare în comparaţie cu reprezentarea grafo-analitică a funcţionării corecte a sistemului [9].

Pentru peretele median rezultatele acestei analize sunt prezentate în figura 6.

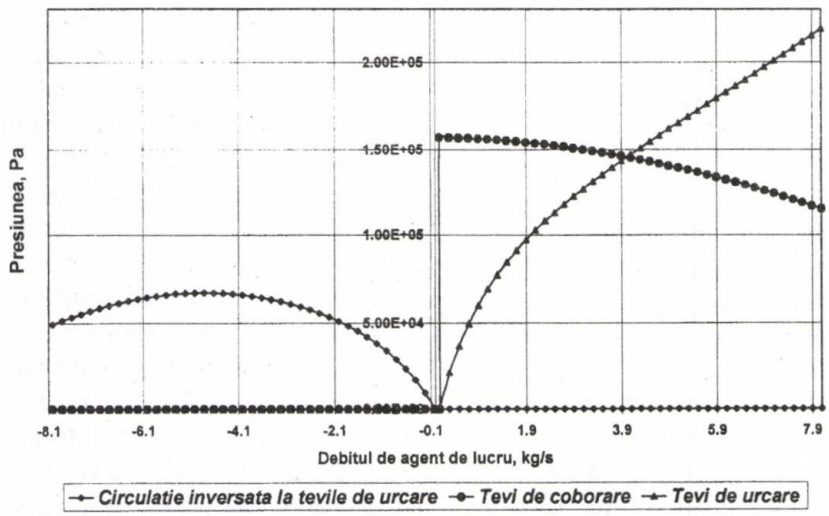



Fig. 6. Diagrama de stabilire a debitului de funcţionare şi verificare a stabilităţii circulaţiei pentru circuitul 4.

Se constată că debitul de funcţionare cu agent rece este de aproximativ $G_4 = 3{,}9$ kg/s, rezultând un multiplu de circulaţie $m_4 = 10{,}785$ în acest circuit. Deşi valoarea acestui parametru este destul de ridicată, iar ordonata maximă pentru caracteristica inversată este mult mai redusă decât cea din punctul de funcţionare – ceea ce indică toate premisele unei circulaţii stabile -, verificarea nedepăşirii fluxului critic de producere a crizei de ordinul I a fierberii trebuie efectuată; aceasta cu atât mai mult cu cât peretele median este supus unui flux termic bidirecţional ce se însumează. În urma calculelor efectuate pentru diametrul interior de 34 mm al ţevilor fierbătoare, aplicând relaţia simplificată a lui Doroshchuk pentru fluxul critic[10],

$$\dot{q}_{cr} = \dot{q}_{cr,8mm}(x_4, G_4, p_4) \times (8/d_i)^{0,5},$$

unde:

$\dot{q}_{cr,8mm}$ este fluxul critic pentru o ţeavă cu diametrul interior de 8 mm, [W/m$^2$];

$x_4$ – titlul aburului pe circuitul 4 în zona de flux termic maxim;

$p_4$ – presiunea în zona fluxului termic maxim, [bar];

$d_i$ – diametrul interior al ţevii fierbătoare analizate, [mm],

rezultă $\dot{q}_{cr}$ =790 kW/m$^2$, faţă de valoarea maximă obţinută prin simulare numerică de 688 kW/m$^2$.

Prin aplicarea aceleiaşi metodologii au rezultat, pentru peretele lateral (circuitul 1), graficele din figura 7. Din analiza acestora rezultă că punctul de funcţionare este situat în jurul valorii debitului de 2,75 kg/s, ceea ce corespunde, în condiţiile date de flux termic, unui multiplu de circulaţie de 11,891; trebuie remarcat faptul că peretele lateral este supus doar unui flux termic unidirecţional, faţă de cel median.

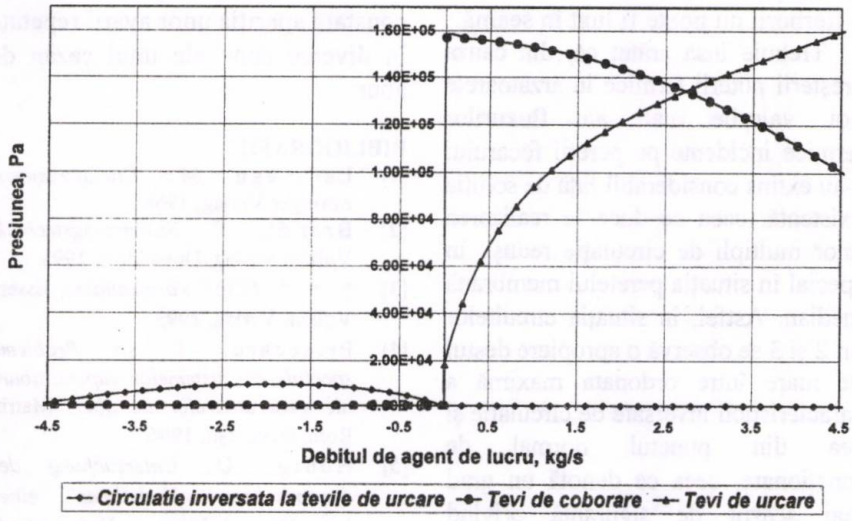



Fig. 7. Diagrama de stabilire a debitului de funcţionare şi verificare a stabilităţii circulaţiei pentru circuitul 1.

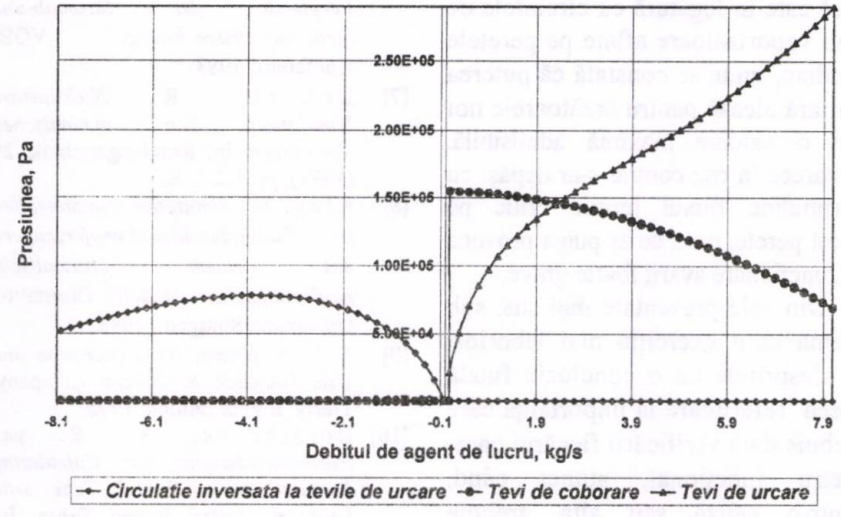



Fig. 8. Diagrama de stabilire a debitului de funcţionare şi verificare a stabilităţii circulaţiei pentru circuitul 2.

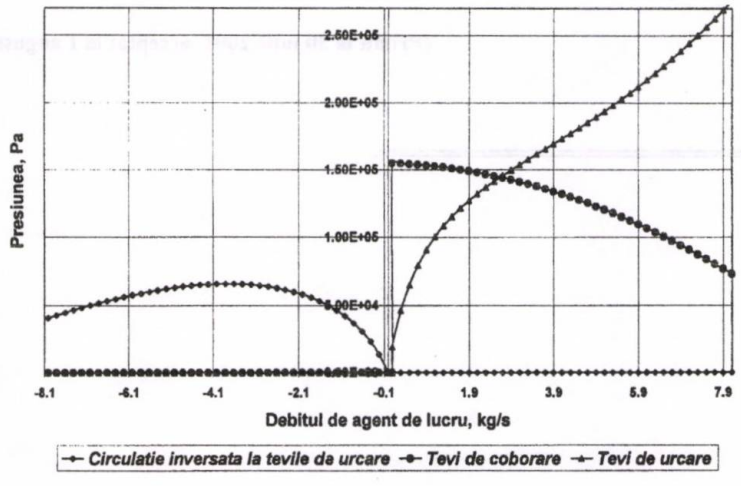



Fig. 9. Diagrama de stabilire a debitului de funcţionare şi verificare a stabilităţii circulaţiei pentru circuitul 3.

Estimarea stabilităţii circulaţiei agentului rece este şi ea favorabilă analizând valorile ordonatei maxime a curbei caracteristice inversate în raport cu cea din punctul de funcţionare.

Verificarea valorii fluxului critic pentru acest circuit duce la următoarele valori:

$\dot{q}_{cr,8mm}(x_1, G_1, p_1) = 2108$ kW/m$^2$,

în timp ce fluxul termic incident nu depăşeşte 360 kW/m$^2$.

Pentru cele două circuite de pe peretele posterior s-a efectuat acelaşi tip de calcule, cu următoarele rezultate:

- pentru circuitul nr. 2 au rezultat graficele din figura 8.

Debitul de funcţionare, $G_2$, are valoarea 2,63 kg/s, ceea ce corespunde unui multiplu de circulaţie cu valoarea de $m_2$ = 13,897, cu un coeficient ridicat de siguranţă în aprecierea stabilităţii circulaţiei. Fluxul termic critic pentru condiţiile de funcţionare ale acestui circuit este de 1984 kW/m$^2$, în timp ce fluxul termic incident nu depăşeşte valoarea de 330 kW/m$^2$;

- pentru circuitul nr. 3 au rezultat graficele din figura 9.

Aici s-a obţinut un debit de funcţionare $G_3$ cu valoarea de 2,78 kg/s, corespunzător unui multiplu de circulaţie $m_3$ = 18,205.

Fluxul termic critic pentru condiţiile de funcţionare ale acestui circuit este de 1932 kW/m$^2$, în timp ce fluxul termic incident nu depăşeşte valoarea de 320 kW/m$^2$.

## Concluzii

Din punctul de vedere al procesului termo-gazo-dinamic, care se desfăşoară în focar la sarcini nominale în condiţiile realizării noii soluţii de retehnologizare, între regimurile stabilite nu se regăsesc diferenţe prea mari în ceea ce priveşte câmpurile de temperaturi dezvoltate la sfârşitul focarului şi concentraţiile de monoxid de carbon; în schimb, valorile emisiilor de $NO_x$ sunt mult mai reduse, datorită aplicării unor noi tehnologii de ardere a păcurii.

Prin deplasarea ambrazurilor arzătoarelor noi faţă de pereţii median şi lateral nu se obţine o variaţie semnificativă a fluxurilor termice incidente pe suprafaţa acestora, datorită, în primul rând, compensării măririi puterii termice unitare a arzătoarelor cu modificarea tehnologiei de ardere şi pulverizare. Bineînţeles că o deplasare spre interior a celor două coloane de arzătoare ar fi avut un efect cât se poate de benefic în încărcarea termică a pereţilor lateral şi median, dar dificultăţile de ordin constructiv întâmpinate de această soluţie limitează la doar 100 mm translatarea ambrazurilor spre interior.

Utilizarea pulverizării cu ajutorul aburului nu exercită un efect deosebit asupra peretelui posterior al focarului, diametrul picăturilor fiind sensibil mai redus, diminuând în acest fel adâncimea de penetrare a jetului de combustibil chiar în condiţiile menţinerii aceleiaşi valori pentru unghiul de împrăştiere.

Un efect pozitiv îl constituie şi diminuarea temperaturii de preîncălzire a păcurii de la o variantă la alta.

Din punctul de vedere al răcirii interioare a suprafeţelor ţevilor vaporizatoare, trebuie arătat că, din cauza realizării unor valori maxime similare pentru fluxurile termice în ambele variante constructive, pericolul depăşirii valorilor critice pentru producerea crizei de ordinul I a fierberii nu poate fi luat în seamă.

Trebuie însă arătat că, din cauza creşterii puterii termice la arzătoarele noi, valorile mari ale fluxurilor termice incidente pe pereţii focarului s-au extins considerabil faţă de soluţia existentă, ceea ce duce la realizarea unor multipli de circulaţie reduşi, în special în situaţia peretelui membrană median. Astfel, în situaţia circuitelor nr. 2 şi 3 se observă o apropiere destul de mare între ordonata maximă a caracteristicii inversate de circulaţie şi cea din punctul normal de funcţionare, ceea ce denotă un grad mai scăzut de siguranţă privind stabilitatea circulaţiei agentului rece în aceste circuite.

Concluzia cea mai spectaculoasă însă este în legătură cu circuitele de ţevi vaporizatoare aflate pe peretele median, unde se constată că puterea unitară aleasă pentru arzătoarele noi are o valoare maximă admisibilă, deoarece în caz contrar s-ar depăşi cu certitudine fluxul termic critic pe acest perete, ceea ce ar putea provoca în funcţionare avarii foarte grave.

Din cele prezentate mai sus, sub forma unui exerciţiu mai laborios, se desprinde ca o concluzie finală ideea referitoare la importanţa care trebuie dată verificării fiecărui parametru funcţional, atunci când, dintr-o cauză sau alta, trebuie modificat un detaliu constructiv, sau chiar şi numai atunci când se constată apariţia unor avarii repetate în diverse zone ale unui cazan de abur.

**BIBLIOGRAFIE**


[1] Ledinegg M. *Dampferzeuger*, Springer Verlag, 1966.

[2] Brandt, F. *Stromnumgstechnik*, Vulkan Verlag, Dusseldorf, 1993.

[3] * * * *FDBR Värmeatlasse*, Essen, Vulkan Verlag, 1993.

[4] Prisecaru, T. ş.a. *Probleme speciale ale sistemelor vaporizatoare ale generatoarelor de abur.* Matrix Rom, Bucureşti, 1996.

[5] Honig, O. *Untersuchung des dynamischeen Verhaltens eines konvektiv beheizen Naturumlauf-Dampferzeugers.* Dissertation TU Braunschweig. 1979.

[6] Berndt, G., Doleszal, R. *Vergleich der Stromab-und Stromaufwartsrechnung.* VGB-Konferenz, 1983.

[7] Doleszal, R. *Nichtlineare Simulation von dynamischen Vorgangen.* În: Regelungstechnik, 29 (1981), pp.312-318.

[8] Klug, M. *Simulation von Storfallen in Zwangdurchlaufdampferzeugern mit einem phisicalisch-mathematischen Modell.* Disertation Universitat Stuttgart., 1983.

[9] * * * *Steam. It's Generation and Use*, Babcock & Wilcox Company, Thirty_Eighth Edition, 1975.

[10] Doroshchuk, V. E. ş.a., *Recommendations for Calculating Burnout in a Round Tube with Uniform Heated Round Tubes.* În: Teploenerghetika, 1975, 22, pp.66-70.


**Referent: prof. dr. ing. Victor Athanasovici – Facultatea de Energetică, UPB**

**(Primit la 30 iulie 2001, acceptat la 1 august 2001)**

# Probleme actuale şi de viitor ale hidroenergeticii din România – consideraţii privind unele obiective prioritare ale strategiei în domeniu

ing. Sever CERCHEZ*

**NOTĂ din partea redacţiei revistei Energetica**

*Cu prilejul mesei rotunde "Reanalizarea potenţialului hidroenergetic al României folosind datele şi tehnicile specifice sfârşitului de secol XX", ce a avut loc la data de 24 nov. 2000 , dl. ing. Sever Cerchez, specialist hidroenergetician cu o vastă experienţă profesională, a prezentat un amplu referat cu titlul "Hidroenergetica din România încotro?", conţinând două direcţii de abordare: CHE în construcţie şi viitoare şi respectiv CHE în exploatare.*

*Materialul scris prezentat, prea extins pentru a putea fi publicat integral, adoptă uneori un stil literar-gazetăresc, alteori retoric şi polemic, care îndepărtează articolul de la cadrul şi obiectivele declarate ale publicaţiei noastre.*

*De aceea, Colegiul asociaţiei şi Biroul de Redacţie restrâns al revistei a iniţiat câteva contacte cu autorul, pentru restructurarea materialului la nivelul, forma şi conţinutul acceptate de uzanţe.*

*Cu toate că nu s-au obţinut toate îmbunătăţirile recomandate, considerând că materialul conţine totuşi unele idei ce pot şi trebuie diseminate, Biroul a apreciat că se poate prezenta o versiune revăzută, restrânsă a lucrării.*

*Structurarea materialului, titlul şi subtitlurile aparţin redacţiei.*

*Autorul şi-a însuşit această variantă de prezentare, conţinutul de fond aparţinându-i integral.*

*În partea întâi a lucrării se prezintă realizările până în anul 1990 şi pentru perioada 1990-2000, subfinanţarea drastică în ultimii ani, prezentul impas al CHE în construcţie şi absenţa, pentru moment, a unor perspective favorabile, necesare ridicării acestei probleme de la nivelul exclusiv economic al companiilor la nivel politic naţional, de la perspectiva pe termen scurt la cea pe termen lung.*

*Sunt evidenţiate posibilele obstacole în punerea în valoare a potenţialului şi este subliniată necesitatea conservării cadastrului actual acolo unde ar putea fi construite CHE.*

*În partea a doua sunt prezentate probleme ale CHE în exploatare: reconsiderarea potenţialului în exploatare, a indisponibilităţii de putere, posibile recuperări, retehnologizarea ca necesitate, oportunitate, afacere, înlocuirea optimizării fizice cu optimizarea financiară, necesitatea unor costuri de producţie fundamentate, practica amânării unor costuri şi tarife impuse, situaţia nesatisfăcătoare a CHE mici, existenţa unui potenţial uman profesional puţin prezent pe pieţele externe.*

Descriptori: potenţial hidroenergetic, politică hidroenergetică, costuri de producţie, tarife, putere indisponibilă, ecologie, comunităţi locale, cadastru.

## I. Evaluări, realizări şi perspective pentru centralele hidroelectrice în construcţie şi viitoare

### 1. Potenţialul hidroenergetic al ţării

Din potenţialul hidroenergetic al râurilor interioare, 16,5–20,5 TWh/an sunt declarate exploatabile economic [1]. Din acest potenţial se valorificase prin investiţii în decursul a aproape 40 de ani, până în anul 1990, în centralele hidroelectrice aflate în exploatare, 8,9 TWh/an, adică 53–44 %. O situaţie distinctă o are potenţialul hidroenergetic al Dunării, estimat la 11,56 TWh/an, din care s-au valorificat 6,55 TWh/an, adică 57 %.

Până în anul 1990 statul, agent economic cu o cifră de afaceri impresionantă, îşi putea permite să investească în amenajări hidroenergetice circa 1 % din PIB.

Datorită conjuncturilor politice (în principal) şi economice, România nu a reuşit să valorifice într-un interval rezonabil (40–60 ani) potenţialul hidroenergetic declarat exploatabil economic, rămânând, din acest punct de vedere, mult în urma altor state europene.

În anul 1980 îşi propusese să valorifice, până în anul 2000, întreg potenţialul hidroenergetic estimat. Mai apoi anul ţintă s-a schimbat, respectiv până în anii 2010 – 2015.

După anul 1989, investiţiile în centralele hidroelectrice în construcţie s-au diminuat drastic [7] (tabelul 1).

*Tabelul 1*

| 1989 | 1990 | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 100 % | 82 % | 44 % | 41 % | 26 % | 15,5 % | 19 % |

| 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 |
|---|---|---|---|---|
| 13,5 % | 11 % | 16 % | 11 % | 11 % |

Concluzia cu privire la durata de punere în valoare a potenţialului hidroenergetic în construcţie şi încă exploatabil, în funcţie de nivelul de finanţare, rezultă în mod evident.

Dacă se asigura o finanţare corespunzătoare, amenajările hidroenergetice în construcţie în anul 1990 se puteau pune în funcţiune până în 1995–1997. Cu o finanţare la nivelul ultimilor ani durata va depăşi 130 ani.

Din estimările noastre, întârzierile punerilor în funcţiune determinate de insuficienţa surselor de finanţare au avut drept consecinţă neproducerea cumulată pe 10 ani a peste 15 TWh, echivalente cu un import de combustibil de peste 400 mil. dolari.

Un aspect important, mai puţin analizat şi pus în evidenţă, dar care

* AQUA-NOSTRA, Asociaţia Naţională a Hidroenergeticienilor din România

influenţează cuantumul final al investiţiei este durata de realizare de la începerea lucrărilor la punerea în funcţiune şi apoi terminarea lucrărilor.

Două exemple sunt semnificative: lucrările de la CHE Gâlceag–Şugag au început în anul 1974, iar centralele au fost puse în funcţiune în anii 1980 şi 1984. Lucrările de la CHE Râul-Mare Retezat au început în anul 1975, iar centrala a fost pusă în funcţiune în anul 1987, dar nici astăzi, după 25 de ani, lucrările nu sunt complet terminate.

În perioada 1990-1999 s-au pus în funcţiune capacităţi însumând 1,35 TWh/an [2], majoritatea la începutul perioadei. Mai erau în construcţie la sfârşitul anului 1999 capacităţi însumând 2,65 TWh/an (1,8 TWh corespunzător proiectelor revizuite), reprezentând 16 % din potenţialul hidroenergetic minim estimat.

## 2. Soluţii de redresare a situaţiei

În ultimul deceniu lipseşte o strategie în domeniul valorificării potenţialului hidroenergetic la nivel naţional, însuşită de organismele responsabile guvernamentale, iar statul nu mai asigură suport financiar (corespunzător) pentru continuarea amenajărilor.

Numai un agent economic de talia statului, nu neapărat acesta, de exemplu un sindicat de investitori sau de bănci finanţatoare, ar putea asigura finanţarea normală a unor investiţii în amenajări hidroenergetice de amploarea celor acum în construcţie.

Este evident că, în orice ipoteză, în final finanţarea investiţiilor este suportată de populaţie, contribuabili, consumatori de energie electrică.

Dacă dispare finanţarea de la buget, care afectează în cea mai mică măsură tariful energiei electrice, nu rămân decât soluţiile de finanţare din surse proprii, din credite, sau prin investitori privaţi români sau străini. În mod obligatoriu aceste soluţii se reflectă mai accentuat în creşterea tarifelor.

În cazul creditelor sau al investitorilor privaţi, dacă se iau în considerare numai criterii standard, de eficienţă economică, indiferent care dintre aceste criterii, competiţia cu alte variante de capacităţi de producere a energiei electrice este defavorabilă potenţialului hidroenergetic. Tariful pentru energia electrică livrată s-ar situa la circa 20 $MWh, în cazul investiţiilor din surse proprii (competitiv cu al altor filiere de producere a energiei electrice), şi 60–100 $/MWh sau chiar mai mult, în cazul investitorilor privaţi sau al creditelor (pe durata de rambursare a acestora).

Rezultă că verificarea potenţialului hidroenergetic ar putea fi susţinută exclusiv la nivel de decizie politică, bineînţeles cu sprijin la nivel naţional. Poate în factura pentru energie electrică să se specifice, în procente acest sprijin (ca în Spania pentru moratoriul nuclear şi susţinerea mineritului).

Probabil aşa judecă şi unele companii şi administraţii locale japoneze, care şi-au permis, şi îşi permit, desigur în limite suportabile, să promoveze centrale hidroelectrice de puteri mici (587 MW în 68 CHE, până în anul 2000, din care 26 în construcţie în 1993), cu o investiţie specifică medie de 7 700 dolari/kW [3].

Dacă s-ar încerca un calcul de eficienţă economică a investiţiei pentru centralele hidroelectrice aflate în exploatare s-ar constata că, în condiţiile actuale, cel puţin 30 % din aceste capacităţi (2,7 TWh) nu şi-ar justifica realizarea.

În strădania de promovare a potenţialului hidroenergetic o parte dintre specialiştii noştri încearcă susţinerea justificată, dar în mare parte iluzorie, de atragere în afacere a altor folosinţe beneficiare, neenergetice, care, ca şi domeniul energetic, sunt în prezent lipsite de surse financiare.

Dacă în ceea ce priveşte participarea la investiţii poate exista o speranţă, în ceea ce priveşte acoperirea costurilor de exploatare, întreţinere şi reparaţii prin încasări de la aceste folosinţe, din experienţa noastră naţională, confirmată şi de experienţa altora (de exemplu Bureau of reclamation din Statele Unite) [10], speranţa trebuie în mare măsură abandonată. Suportarea de către energia electrică, a unor costuri de utilizare neenergetică a amenajării, este inevitabilă şi trebuie recunoscută şi cuantificată ca parte din tariful energiei electrice livrate de centralele hidroelectrice.

## 3. Valorificarea potenţialului hidroenergetic în politica energetică a ţării

După anul 1989, dar mai ales după anul 1992 şi, mai accentuat, după anul 1996, ministerul de resort care a gestionat politica energetică a ţării s-a preocupat aproape exclusiv de problemele stringente ale momentului şi de restructurarea sectorului energiei electrice şi termice. În consecinţă, pentru guvernele care s-au succedat valorificarea potenţialului hidroenergetic a rămas o problemă minoră.

Pe lângă eficienţa economică necompetitivă iniţial a CHE, existenţa unui important excedent de capacităţi de producţie în centralele termoelectrice (4500 MW) a favorizat şi favorizează această atitudine (în Europa există însă un excedent de 40 000 MW [9]).

Deşi este una din resursele naţionale la îndemână a fi puse în valoare ca o componentă a creşterii securităţii energetice a ţării, iar fondurile necesare pentru finanţare sunt semnificative, valorificarea po-

tenţialului hidroenergetic nu şi-a găsit loc în strategia şi planul de acţiune pe termen mediu prezentat Uniunii Europene.

Totul a fost lăsat în seama RENEL, apoi CONEL, mai recent S.C. Hidroelectrica S.A., agenţi economici cărora nu li se poate cere să gestioneze o politică la nivel naţional.

Se speră ca o dată cu schimbarea guvernului în urma alegerilor din noiembrie 2000 să aibă loc şi o schimbare de politici în acest domeniu.*

## 4. Alte obstacole viitoare în valorificarea potenţialului hidroenegretic

Obstacolele în calea valorificării potenţialului hidroenergetic nu sunt numai de natură economico-financiară. În multe ţări, valorificarea potenţialului hidroenergetic se confruntă de mai bine de 15–20 de ani cu opoziţia acerbă a ecologiştilor. Deşi la noi în ţară "opoziţia" ecologistă faţă de amenajările hidro încă nu are substanţă nu trebuie neglijată, având în vedere posibilul impact cu mediul al amenajărilor hidroenergetice.

În câteva ţări, legislaţia mai recentă privind apele afectează nu numai viitoare amenajări hidroenergetice, ci chiar şi pe cele existente. Unele cursuri de apă, sau sectoare ale cursurilor de apă, au devenit tabu. Din păcate, strădania ecologiştilor, meritorie în multe alte privinţe, de a conserva mediul natural va fi anihilată de însăşi natura, cu ceva întârziere, la scara reperelor seculare, având în vedere că la o scară temporală viabilitatea amenajărilor hidroenergetice, comparativ cu alte intervenţii umane, este de 100 de ani sigur, pe baza experienţei; 200 de ani aproape sigur; 300 de ani probabil.

De altfel, după o tulburare a mediului natural în perioada de construcţie şi în primii ani de exploatare, amenajările hidroenergetice devin adevărate componente ale cadrului natural.

Este adevărat că pentru amenajările hidroenergetice aflate în exploatare şi construcţie s-au scos din circuit terenuri. Din datele existente pentru 12,64 TWh/an, rezultă că pentru 1 GWh/an s-au scos din circuit 1,1 ha teren arabil, 0,87 ha păşuni şi fâneţe, 1,13 ha terenuri silvice, 0,632 ha terenuri neproductive, 0,057 alte terenuri (ape, stufării, canale, diguri, drumuri, căi ferate, curţi şi clădiri), în total 47 799 ha. Prea puţin s-au evaluat însă terenurile, construcţiile, infrastructurile, localităţile apărate contra inundaţiilor, asigurarea alimentării cu apă a localităţilor, industriei, agriculturii.

Pentru potenţialul hidroenergetic estimat a mai fi valorificabil rezultă că ar trebui scoase din circuit cel mult 16 000-20 000 ha terenuri, iar din acestea cel mult 13 000-16 000 ha terenuri agricole şi silvice.

Modificarea radicală a cadastrului teritorial şi imobiliar, inclusiv evoluţia infrastructurilor, care nu mai ţin seama de planurile posibilelor amenajări hidroenergetice, pot deveni impedimente majore în valorificarea în continuare a potenţialului hidroenergetic.

Studii elaborate după anul 1989 privind potenţialul hidroenergetic valorificabil nu abordează şi nu prezintă aceste aspecte, astfel că o bună parte din ceea ce se prezintă ca fiind valorificabil poate fi doar o iluzie.

Pentru prevenirea unor riscuri şi restricţii viitoare în realizarea de amenajări hidroenergetice ar fi necesară, pe cât posibil, conservarea cadastrului teritorial şi imobiliar existent în zonele respective şi corelarea cu dezvoltarea de infrastructuri la nivel naţional sau local. În acest scop, s-ar impune elaborarea unor documentaţii, actualizate la 5-10 ani, cu accent tocmai pe componentele de cadastru, iar *extrase din aceste documentaţii ar trebui puse la dispoziţia comunităţilor locale interesate şi a organelor centrale şi locale, care dau avize şi autorizaţii privind amenajarea teritoriului.*

De altfel, se pune întrebarea dacă amenajările hidroenergetice nu aparţin în mare măsură infrastructurilor la nivel naţional. Considerăm că răspunsul este afirmativ şi că în consecinţă ar trebui tratate ca atare, inclusiv prin includerea în planurile de amenajare a teritoriului.

Sunt şi alte aspecte care pot influenţa ritmul de amenajare hidroenergetică, între care poziţia comunităţilor locale, fără al căror acord este de presupus că nu se vor mai putea promova amenajări hidroenergetice, faţă de astfel de lucrări în teritoriul respectiv.

Nu cunoaştem să se fi făcut dezbateri publice ale unor proiecte în comunităţile interesate, aşa cum cere legislaţia altor ţări şi cum nu prevede cea din România (OUG 63/1998).

Ceea ce este imprevizibil pe termen lung şi foarte lung, este posibila competiţie cu filiere noi de producere a energiei electrice evocate în conceptul "energeticii de tranziţie" din anii '70 [11]. Se pare că din acest punct de vedere nu trebuie să ne facem griji. Este

* De la momentul acceptării articolului spre publicare (luna martie a.c.) într-adevăr au intervenit aspecte noi în politica energetică a guvernului. Astfel, declaraţiile de la sfârşitul lunii iunie ale primului ministru Adrian Năstase şi ale ministrului Dan Ioan Popescu în legătură cu decizia fermă a guvernului de a revigora finanţarea a 21 obiective hidroenergetice în construcţie prin atragerea unor investitori puternici, la nivelul a 900 milioane dolari, sunt de natură să renască speranţele pentru aducerea la normalitate a investiţiilor în hidroenergetica din România (S. Cerchez).

problematică apariţia mult aşteptată a unor străpungeri tehnologice aplicabile la scară industrială, care să scoată din cursă potenţialul hidroenergetic şi celelalte filiere clasice, cu toate inconvenientele, mai ales cele de natură ecologică, binecunoscute.

## 5. Valorificarea potenţialului microhidroenergetic

Evaluările micropotenţialului hidroenergetic din România, făcute în decursul timpului, se situează între 2 TWh/an şi 3,76 TWh/an. Numărul de CHEMP şi MHC se situează între 1781 şi 4707. În anul 1986 se mai menţiona posibilitatea realizării de MHC, estimată la 30 000 grupuri, cu puteri până la 20 kW.

În programele ambiţioase din anii '80 se prevedea ca în anul 1995 să fie în exploatare 538 CHEMP cu o putere totală de 420 MW şi o producţie de 1,27 TWh/an. Se pare că după o evaluare mai realistă, micropotenţialul valorificabil ar fi de 1,5 TWh/an.

În anul 1988 erau în construcţie 115 centrale, dar s-au pus în funcţiune numai 53, iar în anul 1999 s-au identificat a fi în construcţie 29 CHEMP dintre acestea. În anul 1988, erau inventariate ca posibil de amenajat încă 206 CHEMP. Deci în total 564 CHEMP în sectorul energiei electrice. În anul 1988, în afara sectorului energiei electrice, erau declarate în exploatare 185 CHEMP şi MHC (din care 171 cu puteri între 1 şi 50 kW, totalizând 1641 kW şi 14 CHEMP cu grupuri peste 100 kW, totalizând 5557 kW). Era prevăzută punerea în funcţiune a încă nouă CHEMP cu 2733 kW.

La sfârşitul anului 1999 erau identificate ca puse în funcţiune în sectorul energiei electrice 294 CHEMP, din care casate sau scoase din funcţiune 33.

Situaţia actuală a CHEMP şi MHC din afara sectorului energiei electrice nu se mai cunoaşte. Este de presupus că majoritatea nu au supravieţuit.

Planurile ambiţioase dinainte de anul 1989 nu s-au realizat, două fiind cauzele de semnalat:

- inexistenţa unor facilităţi financiare legale de stimulare (vezi tarife preferenţiale şi altele);
- slaba atragere a finanţării din fonduri europene în acest domeniu.

O inventariere a măsurilor de stimulare a realizării de CHEMP în alte ţări ar fi extrem de utilă în vederea unor astfel de reglementări şi măsuri ce ar urma să fie adoptate la noi. Uniunea Europeană şi-a propus, în anul 1995, realizarea, în decurs de 15 ani, a unor centrale hidroelectrice de mică putere sau microhidrocentrale totalizând 4500 MW [8].

# II. Probleme actuale şi viitoare ale CHE în exploatare

## 1. Date de proiect şi rezultate din exploatare

Abordând problema potenţialului hidroenergetic în exploatare, care la nivelul anului 1999 era declarat a fi 16,72 TW/an [4], este necesar să se sublinieze că acesta rezultă din însumarea valorilor de proiect înscrise în documentele de aprobare a investiţiilor respective.

Valorile de proiect ale potenţialului hidroenergetic nu se realizează întotdeauna şi în exploatare. Cifrele de proiect trebuie reţinute ca valori de referinţă, dar pentru a reflecta realităţile unei amenajări hidroenergetice, potenţialul hidroenergetic în exploatare ar trebui să fie exprimat prin producţia medie anuală realizată pe o perioadă de exploatare de 10 ani sau mai mult. De asemenea, ar trebui să se ia în considerare energia de proiect corespunzătoare lucrărilor neterminate, prin diminuarea potenţialului hidroenergetic declarat în exploatare.

Poate mai importantă este producţia minimă de energie electrică de proiect şi efectiv realizată în 10 ani de exploatare, cu implicaţii asupra volumului importurilor de combustibili de substituire, dar şi asupra tarifelor la energia electrică.

Diferenţele între valorile producţiilor de proiect şi cele realizate în exloatare îşi au explicaţia fie în proiectare, fie în performanţele construcţiilor şi/sau ale echipamentelor, fie în performanţele exploatării şi trebuie evidenţiate şi analizate ca atare.

Problema se complică atunci când maximizarea fizică a valorificării potenţialului hidroenergetic este înlocuită cu maximizarea financiară, tendinţă care îşi va pune din ce în ce mai mult amprenta în viitor.

Posibila recuperare a unor minusuri poate constitui, şi în câteva cazuri chiar constituie, o preocupare de valorificare mai bună a potenţialului hidroenergetic aflat în exploatare.

Exemplu negativ cel mai flagrant de nerealizare a producţiei medii prevăzute prin proiect este amenajarea Lotru, unde producţia medie realizată după anul 1978, când s-au terminat toate captările secundare, este cu 35 % sub cea de proiect (aceasta fiind însă la rândul său o producţie majorată faţă de proiectul iniţial, în scopul de a se putea susţine suplimentarea devizului general al investiţiei). Din această valoare în minus, până la o analiză obiectivă, 60 % ar putea fi atribuite proiectării, 20 % exploatării şi 20 % unor cauze naturale, o bună parte din acest ultim deficit fiind localizat în captările secundare. În aceste condiţii, valoarea oficială de 1 050 GWh/an ar

trebui reconsiderată la 850 GWh/an sau chiar mai puţin.

Atât la amenajarea Lotru, cât şi la alte amenajări, problema captărilor secundare este de actualitate şi oferă câmp larg pentru recuperarea potenţialului hidroenergetic.

Numai centralele hidroelectrice de mică putere, în ansamblul lor, depăşesc „performanţa" CHE Lotru.

Slabele performanţe ale CHEMP, situează producţia lor de energie electrică la circa 50% din valoarea de proiect (250 GWh/an). La aceste nerealizări se adaugă şi abandonarea unor CHEMP, unele la numai 3-4 ani de la punerea în funcţiune.

Situaţia se datorează în principal unor deficienţe conceptuale de proiectare pentru centrala propriu-zisă sau de amplasare, dar şi abaterii permanente a regimurilor de exploatare de la cele stabilite de proiectanţi.

Un aport negativ au şi echipamentele hidromecanice, electrice, şi cele pentru automatizare şi comunicare între captare şi centrală, produse la vremea respectivă pe plan intern şi care nu au fost la nivelul de performanţă şi siguranţă necesare. Ca urmare s-a funcţionat şi se funcţionează pe debit natural, la randamente scăzute şi de aici realizarea a numai 50 % din producţia de proiect. La aceasta se adaugă efectul negativ al funcţionării la factor de putere scăzut, generatoarele CHEMP fiind practic în totalitate generatoare asincrone, iar compensarea cu baterii de condensatoare fiind de regulă inexistentă.

Nu este mai puţin adevărat că există şi destule abateri de la regulă, CHEMP – uri performante. Sunt şi două exemple recente de retehnologizare a automatizării, cu echipamente de ultimă oră: CHEMP Zeicani şi CHEMP Polatiştea ( jud. Hunedoara, respectiv jud. Gorj).

La nivelul posibilităţilor tehnice ale anului 2000 recuperarea prin retehnologizare a cel puţin 50 % din producţia ce se nu realizează în CHEMP (25 % din producţia de proiect) este pe deplin posibilă. Aceasta poate fi o ţintă de valorificare (recuperare) în viitor a unei părţi din micropotenţialul hidroenergetic. Este însă necesar să existe bani şi interes. Or, se ştie că în deficitul cronic de surse de finanţare astfel de acţiuni nu sunt prioritare pentru agenţii economici care au în administrare CHEMP.

Producţia de energie electrică medie anuală nu este singura în care apar diferenţe între valorile de proiect şi cele de exploatare. Există noţiuni proprii exploatării, inexistente în proiect: putere indisponibilă temporar şi putere indisponibilă permanent (indisponibilităţi de putere permanente, respectiv temporare).

Valorile indisponibilităţilor permanente de putere, pentru S.C. Hidroelectrica S.A., care se prezintă în diferite materiale, inclusiv pentru străinătate, sunt în prezent 424 MW [1]. Aplicarea automată a unor convenţii, a unor definiţii, duce la supraevaluări nejustificate. În aceste condiţii se pare că România este ţara cu cel mai mare procent de indisponibilitate permanentă de putere în centralele hidroelectrice.

Este o imagine negativă, în mare măsură incorectă. Trebuie să se analizeze temeinic, profesionist, fiecare indisponibilitate permanentă şi să se reţină numai cele care într-adevăr afectează negativ exploatarea, pentru celelalte corectându-se puterea instalată.

De asemenea, se poate recupera în timp ceea ce se poate, dacă va fi necesar, fiindcă, de exemplu, în cazul CHE Lotru puterea instalată a fost declarată iniţial 500 MW, pentru ca la suplimentarea devizului general să se modifice la 510 MW. Ceva similar se practică frecvent în ultimul timp, în primul rând de către furnizorii de turbine şi generatoare, în cazul retehnologizărilor majorându-se cu 5 %-10 % sau chiar mai mult puterea hidroagregatelor.

## 2. Retehnologizarea: necesitate, oportunitate şi afacere

O problemă abordată în mod insistent pe plan mondial în ultimii 15-20 de ani este retehnologizarea CHE.

În situaţia reducerii sensibile a investiţiilor în centrale hidroelectrice firmele furnizoare de echipamente s-au adaptat acestei situaţii, înarmându-se cu un arsenal ştiinţific adecvat, favorabil, înfiinţându-şi chiar departamente specializate de marketing pentru promovarea retehnologizărilor.

Retehnologizarea este cu adevărat o problemă reală pentru viitorul potenţialului hidroenergetic aflat în exploatare. Sunt situaţii în care echipamentul însuşi impune retehnologizarea, prin simptome anormale sistematice, îngrijorătoare, evidente pentru oricine din exploatare. Deci o primă categorie ar fi cea a retehnologizărilor impuse de echipamente. În unele cazuri, astfel de „retehnologizări" se efectuează chiar în timpul probelor, înainte de predarea în exploatare sau la scurt timp după aceasta. Este vorba de nerealizarea parametrilor garantaţi sau de incidente – avarii. Exemple din această categorie sunt înlocuirea carcaselor spirale şi a regulatoarelor de presiune 1-4 de la CHE Stejaru şi a generatorului nr. 1 de la CHE Retezat.

De multe ori lipsa pieselor de schimb, ca urmare a scoaterii din fabricaţie a echipamentelor, obligă la înlocuirea unor echipamente care altfel nu trebuiau schimbate. (Un

exemplu ar fi întrerupătoarele Siemens de medie tensiune cu expansină din anii '60). Acestea sunt tot retehnologizări impuse.

Atunci când fiabilitatea, deşi nesatisfăcătoare, este suportabilă sau este vorba despre nerealizarea puterii garantate sau a randamentului garantat, retehnologizarea poate fi amânată chiar ani de zile. Exemple ar fi rotoarele Pelton de la CHE Lotru, grupurile bulb de pe Olt, generatorul 2 de la CHE Retezat, generatoarele de la CHE Tismana, Şugag, Remeţi, Turnu. În aceeaşi categorie a retehnologizărilor amânate pot fi incluse şi întrerupătoarele de medie şi înaltă tensiune fabricate în ţară (nesatisfăcătoare în special din punct de vedere mecanic, dar nu numai).

Se pot întâlni însă cazuri în care retehnologizarea nu este consecinţa unor simptome evidente, ci a unor decizii administrative, având ca suport, de regulă, documentaţii, studii, probe, măsurători, elaborate de specialişti şi accesibile profesional unui număr restrâns de persoane. Este cazul CHE Porţile de Fier I.

În general, semnalul pentru retehnologizare vine de la generator nu de la turbină. Or, pentru Porţile de Fier I s-a pornit, încă dinainte de 1990, de la ipoteza riscului epuizării iminente a duratei de viaţă restante a palelor rotorului turbinelor Kaplan. Măsurătorile efectuate în anul 1995, din proprie iniţiativă, pe un hidroagregat de către specialişti ai firmei Sulzer/Hydro (fostă Escher–Wyss, actualmente VA TECH Escher Wyss) pentru turbină şi ABB (actualmente Alstom) pentru generator, concluzionau o situaţie gravă, atât pentru turbină, cât şi pentru generator. Această constatare a fundamentat hotărârea de guvern din anul 1997, care, în mod neaşteptat, stabileşte necesitatea retehnologizării cu achiziţia echipamentului dintr-o singură sursă.

Realitatea a contrazis şi va contrazice, inclusiv în centrala iugoslavă, aceste afirmaţii. Autorul rămâne însă cu convingerea că specialiştii români din exploatare au considerat şi consideră în continuare că această retehnologizare este binevenită, decurgând din conjunctura favorabilă pentru o astfel de acţiune: numărul mare de hidroagregate (6), coeficientul mare de utilizare a puterii instalate (64 %) şi faptul că este o centrală pe firul apei. Cu totul altfel s-ar fi pus problema pentru o centrală cu un lac de acumulare important, cu coeficient de utilizare a puterii instalate de 20-35 %.

Aceeaşi realitate a scos în evidenţă, cu ocazia dezmembrării primului generator, starea stratului conductor de acoperire a barelor bobinajului statorului generatorului, care atestă discontinuităţi inadmisibile în ceea ce priveşte contactul barelor cu miezul magnetic al statorului. Poate că, în comparaţie cu palele rotorului turbinei, ar fi fost un motiv mai justificat de retehnologizare. Totuşi, incidentele înregistrate la bobinajele statoarelor nu au furnizat argumente în sprijinul unei decizii de înlocuire a acestora. Din 13 incidente înregistrate din 1972 până în 1995 la cele şase generatoare numai patru au fost la bobinajele statoarelor. Nici unul dintre acestea nu a fost grav. Între anii 1995 şi 2000 nu s-a mai înregistrat nici un incident la bobinajele statoarelor. Aceste date pun sub semnul întrebării afirmaţiile cu privire la iminenta epuizare a duratei de viaţă a bobinajelor.

Uzura morală poate fi un argument care să determine de multe ori decizii, mai mult sau mai puţin întemeiate de înlocuire a unor echipamente. Cazurile cele mai frecvente sunt în domeniul comutaţiei secundare, automatizărilor, protecţiilor, aparatelor de măsură şi în primul rând în domeniul regulatoarelor de turaţie şi regulatoarelor de tensiune. În acest domeniu necesitatea, supremaţia tehnicii aparatelor digitale este de necontestat.

Nu se poate vorbi de retehnologizare, modernizare, fără a lua în considerare şi informatizarea, absentă la început în toate din centralele noastre hidroelectrice.

Introducerea informaticii în procesul de producţie, în gestionarea şi conducerea exploatării ar trebui să înlocuiască proceduri clasice şi, în acelaşi timp, să adauge noi mijloace, mai performante, de valorificare a resurselor naturale, materiale, financiare şi umane de care dispun agenţii economici din domeniul hidroenergetic.

Trebuie să recunoaştem însă că încercarea de a justifica economico-financiar acest gen de retehnologizări este de multe ori cu totul şi cu totul convenţională. Dar acestea se impun ca decizii ale unor manageri clarvăzători, dispunând de resursele financiare necesare.

## 3. Optimizarea financiară

În hidroenergetica practică se mai menţine şi astăzi tendinţa, (concepţia) optimizării fizice (maximizării kWh produse cu acelaşi potenţial hidroenergetic disponibil), a regimurilor de funcţionare a centralelor hidroelectrice. Or, în noile condiţii de piaţă, capitaliste, se impune luarea în considerare a optimizării financiare a valorificării potenţialului hidroenergetic disponibil şi previzibil a fi disponibil. Este un incitant câmp de investigare, de analiză, pentru prezent şi viitor, mult mai complex şi mult mai imprevizibil uneori decât optimizarea fizică.

Costurile de exploatare sunt o componentă importantă a optimizării financiare. Există doar date

statistice exprimate în lei, preţuri curente şi eventual în dolari.

Nu cunoaştem să se fi făcut până în prezent o analiză - diagnostic temeinică - a evoluţiei acestor costuri pe o durată de 10-15 ani, în preţuri constante, comparabile, necesară mai ales după anul 1989.

Costurile de exploatare ale unei amenajări hidroenergetice prezintă inevitabil în timp vârfuri, determinate de necesitatea unor lucrări mai ample, la intervale de 5-10-30 ani. Cât sunt aceste vârfuri de costuri, procentual, şi în ce măsură se atenuează vârfurile de costuri la nivelul S.C. Hidroelectrica S.A. este o problemă ce prezintă interes, dar care nu a fost încă abordată sistematic. Realitatea lucrărilor de la Porţile de Fier I arată că la nivelul S.C. Hidroelectrica S.A. se simte o creştere sensibilă a costurilor. Cu atât mai mult această retehnologizare ar fi grevat substanţial costurile sucursalei Porţile de Fier.

În aceeaşi ordine de idei, pentru sectorul de centrale hidroelectrice, obişnuita exprimare a costurilor în lei sau în dolari pe megawattoră nu este prea adecvată pentru o analiză - diagnostic. Mai utilă este exprimarea în costuri pe kilowatt (lei sau dolari), în preţuri comparabile, corelată cu modificarea în timp a structurii capacităţilor de producţie (punerea în funcţiune de noi capacităţi, retragerea altora). Consider că la nivelul S.C. Hidroelectrica S.A. costul unitar este între 25 şi 29 $/kW [5, 6], faţă de care se pot judeca abaterile periodice sau accidentale.

Desigur, putem să ne rezumăm la o evaluare şi o analiză a acestei valori exclusiv cu date din România. Dar nu este suficient. Comparaţia cu alte companii din străinătate, cu pondere majoritară hidroenergetică (serviciul hidroenergetic EDF – până la reorganizarea din 1993, British Columbia Hydro, Hydro – Quebec, Austria, Suedia etc.) ar fi deosebit de utilă. Din păcate, în ciuda multiplelor contacte de după anul 1989, se pare că sunt puţine date la dispoziţie, unele dinainte de anul 1990.

Cât de realiste sunt costurile recunoscute, de fapt impuse, care este diferenţierea calitativă a energiei electrice livrate, cum sunt contabilizate tehnic serviciile de sistem şi care este contravaloarea lor, care sunt în final profiturile, minim şi maxim, ale producătorilor de energie hidroelectrică, sunt tot atâtea întrebări la care încă nu s-au dat răspunsuri fundamentate. Ceea ce există constituie rezultatul unor negocieri de pe poziţii cu limite impuse.

Tariful reglementat, recunoscut în prezent pentru S.C. Hidroelectrica S.A. este sensibil mai mic decât ar fi în cazul unei economii de piaţă. Alinierea acestui tarif la tariful celei mai performante centrale termoelectrice ar fi o cale prin care agenţii economici consumatori de energie electrică şi-ar alinia performanţele, competitivitatea, inclusiv din punct de vedere energetic, la nivelul celor similari din străinătate.

Ar trebui pusă în discuţie şi amânarea, deocamdată, cu bună ştiinţă, a taxei pe $CO_2$. Dar obiectivul naţional de integrare europeană va obliga la alinierea şi din acest punct de vedere.

În orice sector de activitate există posibilitatea amânării unor costuri. Când aceste amânări se perpetuează, în scopul ieftinirii momentane a produselor sau serviciilor, efectul lor cumulat se va resimţi negativ, mai devreme sau mai târziu, în starea construcţiilor, instalaţiilor, echipamentelor, determinând, la un moment dat, vârfuri obligatorii ale costurilor şi mari neajunsuri, prin scoateri din funcţiune de durată.

Se pare că sectorul în care astfel de efecte negative se fac simţite cel mai devreme este ce al transporturilor, când gradul de utilizare a mijloacelor şi căilor de transport este cel normal. Cel mai "răbdător" sector se poate spune că este cel imobiliar. Sectorul centralelor hidroelectrice nu este departe de acesta. Aici poţi "manevra" oarecum mai uşor cuantumul costurilor. Încă de la începutul anilor '80 s-a aplicat o politică de reducere arbitrară a costurilor, care s-a accentuat după anul 1993, cu transferarea efectelor din prezent asupra viitorului. Analize temeinice, documentaţii privind costurile amânate, cu efectele lor, nu au fost încă abordate, dar se impun.

Primul element care conduce la identificarea existenţei unor costuri amânate este evoluţia în timp (15 – 20 ani) a structurii procentuale, pe elemente, a costurilor. Elementul de referinţă la centralele hidroelectrice este ponderea costurilor cu munca vie, care nu pot fi amânate.

Deşi ceea ce interesează economic, ca afacere, este ponderea costurilor cu personalul şi nu numărul personalului, nu trebuie omisă preocuparea privind numărul de personal, comparativ cu ceea ce se întâmplă în alte ţări, care poate fi, în viitor, o sursă obligatorie de reducere a costurilor. Este de subliniat că în multe CHEMP – uri investiţia nu se justifică din cauza costurilor cu personalul, pentru că, spre deosebire de alte ţări, în România exploatarea fără personal nu este de regulă posibilă.

Nu se pot încheia aceste considerente fără a aminti de flagelul arieratelor fiananciare, boală generală a perioadei de tranziţie, care perturbă în mod grav desfăşurarea activităţii din sectorul centralelor hidroelectrice. Efectele se cumulează cu cele ale costurilor amânate,

dar spre deosebire de acestea au urmări imediate, pe termen scurt.

## 4. Un alt fel de potenţial

A exprima potenţialului hidroenergetic numai în TWh/an, MW şi eventual venituri în lei sau valută este o simplificare de neacceptat. Fără potenţial uman angrenat în proiectarea, realizarea, exploatare, întreţinerea şi repararea echipamentelor, instalaţiilor şi construcţiilor amenajărilor hidroenergetice, potenţialul hidroenergetic – ca de altfel orice altă resursă naturală - ar fi rămas o pură abstracţie.

După un început modest, acum 35-40 ani, potenţialul uman, calificat şi specializat în timp, a crescut vertiginos, atingând un vârf impresionant în perioada 1970–1990, ca apoi să scadă la nivelul modest al lucrărilor de amenajare hidroenergetică în construcţie în prezent.

Ceea ce trebuie să ne reproşăm este că potenţialul profesional a fost şi este prea puţin valorificat pe plan extern. Spre deosebire de alte ţări în care piaţa internă, diminuată drastic ca urmare a epuizării potenţialului hidroenergetic autohton valorificabil, a fost înlocuită de piaţa externă, la noi astfel de oportunităţi nu au fost valorificate, deşi putem concura cu succes, cel puţin profesional. În Pakistan, potenţialul uman autohton, care a participat la realizarea amenajărilor Tarbela şi Mangla, a plecat în străinătate, aducând în 10 ani un venit valutar de 2,5 miliarde dolari.

Explicaţiile pentru situaţia de la noi ar fi multiple, dar în principal ar fi inexistenţa unor imperative economice, a unor obligaţii manageriale în acest sens, absenţa unor stimulente pentru astfel de acţiuni şi, nu în ultimul rând, lipsa unei susţineri la nivel guvernamental. În acest domeniu se impun cu necesitate acţiuni pentru afirmarea acestui potenţial pe piaţa externă, vizând şi potenţialul uman din exploatare.

## Concluzii

- În decursul a 40 ani, până în anul 1990, s-a valorificat pe râurile interioare un potenţial hidroenergetic de 8,9 TWh/an, la care se adaugă 6,55 TWh/an la Porţile de Fier I şi II. În 10 ani, după anul 1989, s-au mai valorificat 1,35 TWh/an.

Mai sunt în construcţie încă 2,65 TWh/an (1,8 TWh/an conform proiectelor revizuite). Se mai estimează a fi valorificabil, pe râurile interioare, un potenţial hidroenergetic de încă 6-7 TWh/an.

Pe măsură ce trece timpul, potenţialului hidroenergetic, parte componentă a "capitalului natural", estimat a fi încă valorificabil, este supus în mod obiectiv unei erodări, determinată de dezvoltarea economico-socială în avans, de ecologişti, de modificarea situaţiei cadastrului teritorial şi imobiliar şi, posibil, de comunităţile locale. Trebuie deci să se grăbească şi/sau să se ducă acţiuni susţinute de conservare a potenţialului hidroenergetic valorificabil.

Restrângerea treptată a pieţei interne pentru construcţia de centrale hidroelectrice este totuşi un proces obiectiv, inevitabil. Din păcate, după anul 1990 a avut loc o restrângere conjuncturală, prematură, a acestei pieţe. Pătrunderea pe pieţe externe este nesemnificativă, deşi competitivitate profesională există.

- Pe plan european şi chiar mondial se acordă atenţie valorificării micropotenţialului hidroenergetic, realizării de CHEMP şi MHC. În România, construirea de centrale hidroelectrice de mică putere a fost practic abandonată. Din micropotenţialul estimat la 2-3,76 TWh/an, mai plauzibil 1,5 TWh/an, s-a valorificat mai puţin de 0,5 TWh/an.

- Soluţia în problema atât de complexă a valorificării potenţialului hidroenergetic, macro şi micro, este inevitabil o decizie politică la nivel naţional. Includerea valorificării potenţialului hidroenergetic în strategia pe termen mediu este pe deplin justificată şi în concordanţă cu obiectivele promovate de Uniunea Europeană.

Să sperăm că puterea legislativă şi cea executivă vor promova, deîndată şi pe termen mediu şi lung, o politică hotărâtă de revigorare şi intensificare a valorificării potenţialului hidroenergetic naţional. Evident că ponderea capacităţilor de producţie în CHE noi, a investiţiilor respective, favorizate prin aceste politici, trebuie să fie rezonabilă în raport cu totalul capitalului fix din sectorul energiei electrice.

- Sunt în exploatare centrale hidroelectrice totalizând ca valoare de proiect un potenţial hidroenergetic de 16,72 TWh/an.

Realizările din exploatare diferă de această valoare, care ar trebui reconsiderată pe baza producţiilor de energie electrică realizate efectiv pe toată durata de exploatare. Cele mai flagrante exemple de nerealizare a valorilor de proiect sunt la CHE Lotru şi la marea majoritate a CHEMP. Deficitul ar fi de circa 500 GWh/an.

- O problemă de actualitate, hotărâtoare pentru viitorul unora dintre centralele hidroelectrice, pentru toate în cele din urmă, este retehnologizarea şi modernizarea. Ea se întâlneşte sub diverse ipostaze: impusă de echipament, de scoaterea din fabricaţie a unor echipamente, de imposibilitatea procurării pieselor de schimb, ca decizie a responsabililor din exploatare, fundamentată sau nu pe studii, probe, pe conjuncturi favorabile sau determinată de apariţia pe piaţă a

unor echipamente, tehnologii, proceduri net superioare, noi.

• Pentru producătorii de echipamente, în condiţiile restrângerii sensibile a investiţiilor în sectorul de centrale hidroelectrice, retehnologizările reprezintă o piaţă salvatoare, pe care aceştia caută să o exploateze din plin.

Există în toate unităţile din sectorul de centrale hidroelectrice programe de retehnologizare.

Transpunerea lor în realitate, ca de altfel şi desfăşurarea unor activităţi normale de exploatare, întreţinere şi reparaţii, este inevitabil condiţionată de potenţialul financiar. Din păcate, conjunctura economică şi politică exprimată sintetic prin costuri, tarife şi arierate financiare, nu este încă favorabilă.

Retehnologizarea, modernizarea, cu accent pe captările secundare şi CHEMP, pentru recuperarea pierderilor de potenţial hidroenergetic ar trebui să fie preocupări de prim plan pentru societăţile comerciale din domeniu.

• Aplicarea politicii costurilor amânate, practicată de fapt încă din anul 1980, dar accentuată în ultimii 4 ani, îşi va arăta efectele negative în 5–10 ani, sau chiar mai devreme.

• Este, de asemenea, pe deplin justificată reconsiderarea indisponibilităţilor de putere declarate, cei 424 MW indisponibilitate permanentă oferind o imagine falsă a situaţiei centralelor hidroelectrice din România.

• În paralel cu valorificarea potenţialului hidroenergetic fizic a avut loc şi constituirea unui important potenţial uman, specializat în proiectare, realizare, exploatare. Din păcate, acest potenţial nu a pătruns pe piaţa externă în mod semnificativ. Este încă timp pentru aceasta, iar capacitatea de concurenţă profesională există.

*

Autorul mulţumeşte domnilor dr. ing. Eugen Pavel şi ing. Gheorghe Voicu pentru ajutorul acordat la redactarea finală a articolului.

**BIBLIOGRAFIE**

[1] Gheorghiescu, P. *Schiţa strategiei de dezvoltare a sectorului hidroenergetic în perioada 1995–2005.* În: Energetica, seria A, nr. 1, 1996.

[2] Croitoru, V. *Potenţialul hidroenergetic, sursă pentru dezvoltarea locală, zonală şi naţională.* În: Impuls, nr. 6(30), martie 2000.

[3] JEPIC: *Hydroelectric Technology in Japan 1992, 1994.*

[4] S.C. Hidroelectrica S.A.: *Raport tehnic de exploatare 1999.*

[5] UNIPEDE: *Survey of Electric Energy Cost and cost of Hydropower Development 1990 through 2020, 1996.*

[6] UDI: *1992 Production Costs: US Hydroelectric Power Plants*

[7] Gheorghiescu, P., Bucuţa, R., Moclinda, A. România 2000: *Searching business opportunities in the existing "unfinished" hydropower schemes.* Conferinţa Internaţională, octombrie 2000, Berna

[8] EU: *White Paper: Energy for the future: renenewable sources of energy; 1995.*

[9] Wolfgang Strassburg: *Liberalisation of german energy market; 5-th annual conference on commercial opportunities in the sector of Central&Eastern Europe.* Varşovia oct. 1999.

[10] Beard, D.P. *Speech on 18-th ICOLD Conference, Durba, 1994.*

[11] Mihăileanu, C. *Străbătând energetica de tranziţie.* În volumul "Probleme globale şi viitorul omenirii" Ed. Politică 1992.

**Referent: ing. Gheorghe Voicu - IBCO Energ, Bucureşti**

**(Primit la 31 ianuarie 2001, acceptat la 27 februarie 2001)**

# Algoritm pentru validarea ofertei hidroenergetice din punctul de vedere al asigurării debitelor de servitute şi debitelor prelevate pentru folosinţe neenergetice

ing. Corina DRUMEANU*
ing. Victor IONESCU*

*Conform "Instrucţiunii privind participarea la piaţa angro de energie electrică din România", S.C. OPCOM S.A. are ca obligaţii:*

- *să preia ofertele de vânzare de energie electrică şi de servicii de sistem de la participanţii la piaţă;*
- *să valideze ofertele de vânzare de energie electrică şi de servicii de sistem pe baza unor proceduri proprii.*

*Această lucrare propune un algoritm de validare a ofertei hidroenergetice din punctul de vedere al restricţiei referitoare la amenajările hidroenergetice, aşa cum este definită această restricţie în cadrul reglementărilor în vigoare.*

Descriptori: algoritm de validare, ofertă, restricţia 1, debit de servitute, folosinţe neenergetice

## Consideraţii generale

Conform *Instrucţiunii privind participarea la piaţa angro de energie electrică din România* [1], S.C. OPCOM S.A. are ca obligaţii:

- să preia ofertele de vânzare de energie electrică şi de servicii de sistem de la participanţii la piaţă;
- să valideze ofertele de vânzare de energie electrică şi de servicii de sistem pe baza unor proceduri proprii.

Pentru ofertele de producţie ale S.C. Hidroelectrica S.A., validarea se referă în principal la restricţia de "asigurare a debitelor de servitute şi a altor restricţii de utilizare a apei din amenajările hidroenergetice" [2].

Această restricţie este inclusă cu prioritate în *Regulamentul de programare şi dispecerizare a sistemului electroenergetic naţional* şi este denumită în continuare *restricţia 1* [1)].

Pentru determinarea puterii cu care o centrală hidroelectrică/o grupare de centrale hidroelectrice/o întreagă amenajare intră în ordinea de merit, respectându-se *restricţia 1*, se propune un algoritm de validare a acestei restricţii.

## I. Prezentarea algoritmului

### 1. Scop şi domeniu de utilizare

Acest algoritm are ca scop validarea *restricţiei 1* şi se referă la cele două aspecte incluse în definiţia *restricţiei 1*, aşa cum apare aceasta în reglementările în vigoare:

- *restricţia de asigurare a debitelor de servitute;*
- *restricţia de asigurare a debitelor prelevate pentru folosinţe neenergetice,*

pentru amenajările hidroenergetice *tip cascadă cu regularizare anuală în amonte*.

### 2. Date de intrare

Algoritmul se aplică atunci când sunt disponibile următoarele date de intrare:

a - caracteristicile constructive şi de exploatare ale amenajării respective (limite ale nivelurilor în lacurile de acumulare, limite ale puterilor la hidroagregate, valorile debitelor de servitute şi prelevate pentru folosinţe neenergetice şi altele);

b - debite afluente prognozate amonte de centralele hidroelectrice cu lac de acumulare, la începutul zilei pentru care se face oferta de producţie;

c - nivelurile în lacurile de acumulare la începutul zilei pentru care se face oferta de producţie (nivelurile iniţiale).

### 3. Ipoteze de calcul

a - primul lac de acumulare din amonte al cascadei de hidrocentrale este suficient de mare încât să acopere necesarul de apă al amenajării pentru debitul de servitute şi pentru debitul prelevat pentru alte folosinţe neenergetice;

b - fiecare CHE a amenajării hidroenergetice are în exploatare cel mult două tipuri de hidroagregate (de obicei o CHE care trebuie să asigure în aval un debit de servitute este dotată şi cu un microhidroagregat, care, funcţionând aproximativ la puterea sa nominală, turbinează un debit care acoperă necesarul de apă pentru servitute);

c - debitul de servitute care trebuie asigurat de $CHE_i$* poate fi turbinat şi/sau neturbinat: $Q_s^i = Q_{s.tb}^i + Q_{s.netb}^i$; valoarea debitului de servitute şi/sau a debitului prelevat este constantă şi se modifică doar dacă apar alte folosinţe neenergetice sau dacă Regia Autonomă «Apele Române» decide că $CHE_i$ trebuie să asigure un alt debit de servitute;

d - hidroagregatul care are cea mai mare putere nominală dintre hidroagregatele din $CHE_i$ poate asigura singur, prin turbinare, un debit mai mare sau egal cu debitul de servitute propriu centralei respective;

e - pentru hidroagregatele din centralele hidroelectrice s-a considerat ca mărime de referinţă puterea nominală a fiecăruia; dacă puterea nominală este mai mare decât puterea maximă disponibilă a hidroagregatului respectiv (de exemplu, au intervenit limitări tehnice de scurtă durată sau permanente) se poate considera ca mărime de referinţă puterea maximă disponibilă;

f - centralele tip derivaţie pe canal (fără lac de acumulare) funcţionează în acelaşi regim

---

* S.C. OPCOM S.A.

1) În [3] s-a făcut deja o propunere de completare a acestei restricţii.

* indicele i reprezintă numărul de ordine dinspre amonte spre aval al unei CHE din amenajarea considerată.

(turbinează acelaşi debit) ca şi prima centrală cu lac de acumulare situată amonte de tronsonul pe derivaţie;

g - perioada luată în cosiderare pentru calcule este intervalul $\Delta T$ (24 ore), corespunzător zilei pentru care se face oferta de producţie.

Ipotezele de calcul expuse mai sus sunt conforme cu realitatea.

## 4. Etape de calcul

La elaborarea algoritmului, pentru determinarea puterii cu care o centrală hidroelectrică/o grupare de centrale hidroelectrice din amenajarea respectivă sau întreaga amenajare *tip cascadă cu regularizare anuală în amonte* intră în ordinea de merit, corelând satisfacerea restricţiei de asigurare a debitelor de servitute şi a debitelor prelevate pentru alte folosinţe neenergetice cu restricţiile impuse de caracteristicile ei de exploatare (*restricţia 1*), se parcurg următoarele etape:

**4.1.** Se calculează volumul de apă corespunzător debitului de servitute pe care fiecare $CHE_i$ cu lac de acumulare trebuie să-l asigure pe tronsonul de albie dintre ea şi centrala situată imediat în aval sau pe tronsonul aval de cascadă, dacă $CHE_i$ este ultima centrală a cascadei: $V_s^i = Q_s^i \cdot \Delta T$. Volumul de apă corespunzător debitului de servitute al $CHE_i$ se consideră zero dacă debitul de servitute este zero sau dacă este asigurat de afluenţii naturali care nu sunt captaţi (rest bazin).

Conform ipotezelor de calcul, punctul 3.c, debitul de servitute poate fi turbinat şi/sau neturbinat, deci şi volumul corespunzător acestui debit poate avea (simultan sau separat) două componente:

a - un volum corespunzător componentei turbinate a debitului de servitute: $V_{s,tb}^i = Q_{s,ne}^i \cdot \Delta T$;

b - un volum corespunzător componentei neturbinate a debitului de servitute: $V_{s,netb}^i = Q_{s,netb}^i \cdot \Delta T$.

**4.2.** Se calculează volumul de apă corespunzător debitului de apă prelevat pe care fiecare $CHE_i$ cu lac de acumulare trebuie să-l asigure pentru alte folosinţe neenergetice (de exemplu: alimentări cu apă potabilă ale oraşelor): $V_p^i = Q_p^i \cdot \Delta T$. Acest volum este zero dacă debitul prelevat pentru alte folosinţe neenergetice este zero.

**4.3.** Se calculează volumul de apă afluent natural prognozat în amonte de $CHE_i$ cu lac de acumulare: $V_{afl.nat.prg}^i = Q_{afl.nat.prg}^i \cdot \Delta T$. Pentru o evaluare corectă a *restricţiei 1* în cadrul algoritmului, valoarea care trebuie folosită în calcule pentru debitul afluent natural prognozat în amonte de $CHE_i$ este o valoare medie zilnică. Dacă amenajarea nu dispune de o prognoză hidrologică de acest tip (prognoză zilnică), se pot folosi ca aproximări:

a - o valoare prognozată medie lunară (dacă există totuşi o prognoză hidrologică lunară);

b - o valoare medie multianuală maximă sau o valoare medie lunară maximă, în funcţie de precizia cu care se doreşte determinarea energiei zilnice produse pentru satisfacerea *restricţiei 1* şi/sau de numărul şi calitatea observaţiilor hidrologice existente;

c - valoarea debitului mediu afluent natural, înregistrat în ziua anterioară zilei pentru care se face oferta;

d - în cazul în care nu există observaţii hidrologice, se poate considera situaţia extremă în care $Q_{afl.nat.prg}^i = 0$.

Aceste aproximări pot genera erori, în special în perioadele de viituri.

**4.4.** Se determină volumul de apă corespunzător nivelului minim de exploatare al lacului de acumulare al $CHE_i$, $V_{\min.ex}^i$, folosind curba de capacitate a lacului respectiv (nivelul minim de exploatare este impus de considerente tehnice).

**4.5.** Se determină volumul de apă corespunzător nivelului iniţial în lacul de acumulare al $CHE_i$, $V_{ini}^i$, (la începutul intervalului de calcul $\Delta T$), folosind curba de capacitate a lacului respectiv.

**4.6.** Se calculează, pentru fiecare $CHE_i$ cu lac de acumulare, volumul de apă necesar pentru satisfacerea *restricţiei 1*:

$$V_{nec.R1}^i = (V_s^i + V_p^i + \Delta V_{i+k\le n}^{i+k}).$$

Componenta $\Delta V_{i+k\le n}^{i+k}$ reprezintă diferenţa de volum pe care $CHE_i$ trebuie să o asigure dacă prima centrală cu lac de acumulare situată în aval de $CHE_i$, notată $CHE_{i+k}$ (această centrală poate fi inclusiv ultima centrală a amenajării, dinspre amonte spre aval, deci i+k≤n, unde n reprezintă numărul total de CHE din amenajarea considerată) nu are suficiente rezerve de apă pentru satisfacerea *restricţiei 1*.

**4.7.** Se calculează, pentru fiecare $CHE_i$ cu lac de acumulare, volumul de apă util disponibil:

$$V_{disp}^i = (V_{ini}^i - V_{\min.ex}^i + V_{afl.nat.prg}^i + V_s^{i-1}).$$

**4.8.** Se compară, pentru fiecare $CHE_i$, volumul de apă necesar pentru satisfacerea *restricţiei 1* cu volumul de apă util disponibil:

*4.8.1.* Dacă $V_{disp}^i < V_{nec.R1}^i$, centrala cu lac de acumulare situată imediat în amonte de $CHE_i$, notată $CHE_{i-j}$ (această centrală de acumulare din amonte poate fi inclusiv prima centrală a amenajării, dinspre amonte spre aval, deci i-j≥1), trebuie să turbineze un plus de volum:

$$\Delta V_{i-j\ge 1}^{i-j} = V_{nec.R1}^i - V_{disp}^i = (V_s^i + V_p^i + \Delta V_{i+k\le n}^{i+k}) - (V_{ini}^i - V_{\min.ex}^i + V_{afl.nat.prg}^i + V_s^{i-1}).$$

*4.8.2.* Dacă $V_{disp}^i \ge V_{nec.R1}^i$, atunci $CHE_i$ poate să asigure singură, pe tronsonul $CHE_i$-$CHE_{i+1}$ sau pe tronsonul aval de cascadă (dacă $CHE_i$ este ultima centrală a cascadei

dinspre amonte spre aval) satisfacerea *restricţiei 1*; rezultă că $\Delta V^{i-j}_{i-j\geq 1} = 0$, respectiv centrala cu lac de acumulare situată imediat în amonte de $CHE_i$, notată $CHE_{i-j}$, nu trebuie să turbineze un surplus de volum.

**4.9.** Se calculează, pentru fiecare $CHE_i$, volumul de apă, $V^i_{tb,R1}$, pe care trebuie să-l turbineze pentru satisfacerea *restricţiei 1*:

$$V^i_{tb,R1} = V^i_{s,tb} + \Delta V^{i+k}_{i+k\leq n}.$$

Diferenţa de volum $\Delta V^{i+k}_{i+k\leq n}$ poate fi:

a) $\Delta V^{i+k}_{i+k\leq n} > 0$ (cazul prezentat la punctul 4.8.1.);

b) $\Delta V^{i+k}_{i+k\leq n} = 0$ (cazul prezentat la punctul 4.8.2.).

Pentru $CHE_i$ care nu au lac de acumulare se ţine cont de ipotezele de calcul, punctul 3.f, prezentat la începutul algoritmului.

**4.10.** Se calculează, pentru fiecare $CHE_i$, debitul care ar trebui turbinat pentru a asigura $V^i_{tb,R1}$:

$$Q^i_{tb,R1} = \frac{V^i_{tb,R1}}{\Delta T}.$$

**4.11.** Se determină puterea la care funcţionează $CHE_i$, pe fiecare interval orar $\Delta t$ din $\Delta T$, atunci când pentru perioada $\Delta T$ trebuie turbinat volumul $V^i_{tb,R1}$. Debitul turbinat şi implicit puterea la care funcţionează hidroagregatele din $CHE_i$ se determină ţinând cont de câteva aspecte:

a - volumul $V^i_{tb,R1}$ trebuie turbinat respectând limitările tehnice ale hidroagregatelor; din această cauză, chiar dacă $Q^i_{tb,R1}$ determinat la punctul 4.10 este mai mic decât debitul corespunzător puterii minime cu care poate funcţiona hidroagregatul cu cea mai mică putere nominală din $CHE_i$, se va funcţiona la puterea minimă a respectivului hidroagregat;

b - puterea rezultată din turbinare trebuie să fie minimă (trebuie să se aleagă puterea minimă sau combinaţia minimă de puteri produse de hidroagregatul/hidroagregatele care asigură debitul necesar satisfacerii *restricţiei 1*);

a - succesiunea intervalelor de debite de la punctele 4.11.1. - 4.11.4. este prezentată pentru cazul în care sunt verificate inegalităţile:

$$Q^i_{tb,\min(P_{\min})} \leq Q^i_{tb,\min(P_{nom})} \leq$$

$$\leq Q^i_{tb,\max(P_{\min})} \leq Q^i_{tb,\max(P_{nom})}$$ [2].

Acest caz este cel mai des întâlnit, corespunde situaţiei în care există în $CHE_i$ un microhidroagregat pentru turbinarea debitului de servitute, iar acest microhidroagregat are o putere nominală mult mai mică decât puterea minimă a celorlalte hidroagregate. În cazul în care nu există un microhidroagregat, şirul de inegalităţi este în altă ordine şi se păstrează raţionamentul, doar limitele cu care se lucrează sunt inversate:

$$Q^i_{tb,\min(P_{\min})} \leq Q^i_{tb,\max(P_{\min})} \leq$$

$$\leq Q^i_{tb,\min(P_{nom})} \leq Q^i_{tb,\max(P_{nom})}.$$

Inegalităţile devin egalităţi dacă în $CHE_i$ există hidroagregate de un singur tip ($Q^i_{tb,\min(P_{\min})} = Q^i_{tb,\max(P_{\min})}$ şi $Q^i_{tb,\min(P_{nom})} = Q^i_{tb,\max(P_{nom})}$), deci calculul se simplifică datorită reducerii numărului de intervale care trebuie testate;

d - CHE care sunt de tip derivaţie pe canal vor funcţiona la puterea corespunzătoare unui debit turbinat egal cu debitul turbinat de prima centrală cu lac de acumulare situată în amonte de tronsonul de derivaţie (aşa cum s-a precizat în ipotezele de calcul, punctul 3.f);

e - determinarea puterii la care funcţionează un hidroagregat din $CHE_i$, $P(Q^i_{tb,R1}, H^i_{ini})$, se face pentru căderea corespunzătoare nivelului iniţial - $H^i_{ini}$ (la acelaşi debit turbinat $Q^i_{tb,R1}$ se obţine pentru putere o valoare acoperitoare), folosind coeficienţii de consum specific ai hidroagregatului respectiv.

*4.11.1.* Dacă $Q^i_{tb,R1} \leq Q^i_{tb,\min(P_{\min})}$, atunci se consideră că funcţionează hidroagregatul din $CHE_i$ care are cea mai mică putere minimă ($\min_{o=1,Gi}(P^{HAo,i}_{\min})$)[3], la puterea: $P^i_{R1} = \min_{o=1,Gi}(P^{HAo,i}_{\min})$.

*4.11.2.* Dacă $Q^i_{tb,\min(P_{\min})} < Q^i_{tb,R1} \leq$ $\leq Q^i_{tb,\min(P_{nom})}$, se consideră că funcţionează hidroagregatul din $CHE_i$ care are cea mai mică putere nominală ($\min_{o=1,Gi}(P^{HAo,i}_{nom})$), la puterea: $P^i_{R1} = P(Q^i_{tb,R1}, H^i_{ini})$, unde $P(Q^i_{tb,R1}, H^i_{ini}) \leq \min_{o=1,Gi}(P^{HAo,i}_{nom})$;

*4.11.3.* Dacă $Q^i_{tb,\min(P\,nom)} < Q^i_{tb,AB} \leq Q^i_{tb,\max(P_{\min})}$, se consideră că funcţionează hidroagregatul din $CHE_i$ care are cea mai mare putere minimă ($\max_{o=1,Gi}(P^{HAoi}_{\min})$), la puterea: $P^i_{R1} = P(Q^i_{tb,R1}, H^i_{ini})$, unde $P(Q^i_{tb,R1}, H^i_{ini}) \leq \max_{o=1,Gi} P^{HAo,i}_{\min}$;

---

[2] Ca notaţii s-au folosit: $Q^i_{tb,\min(P_{\min})}$ - debitul turbinat la putere minimă de hidroagregatul care are cea mai mică putere minimă dintre hidroagregatele din $CHE_i$; $Q^i_{tb,\min(P_{nom})}$ - debitul turbinat la putere nominală de hidroagregatul care are cea mai mică putere nominală dintre hidroagregatele din $CHE_i$; $Q^i_{tb,\max(P_{\min})}$ - debitul turbinat la putere minimă de hidroagregatul care are cea mai mare putere minimă dintre hidroagregatele din $CHE_i$; $Q^i_{tb,\max(P_{nom})}$ - debitul turbinat la putere nominală de hidroagregatul care are cea mai mare putere nominală dintre hidroagregatele din $CHE_i$.

[3] Gi reprezintă numărul de hidroagregate din $CHE_i$.

*4.11.4.* Dacă $Q^i_{tb,R1} > Q^i_{tb,\max(P\min)}$, atunci se consideră că funcţionează hidroagregatul din $CHE_i$ care are cea mai mare putere nominală ($\max_{o=1,Gi}(P^{HAq}_{nom})$), la puterea: $P^i_{R1} = P(Q^i_{tb,R1}, H^i_{ini})$, unde:

$$P(Q^i_{tb,R1}, H^i_{ini}) \le \max_{o=1,Gi}(P^{HAo,i}_{nom}).$$

**4.12.** Se validează oferta dacă, pe fiecare interval orar $\Delta t$ din $\Delta T$, puterea ofertată de o centrală hidroelectrică/grupare de centrale hidroelectrice/amenajare hidroenergetică pentru satisfacerea *restricţiei 1*, este mai mică sau egală cu puterea calculată cu acest algoritm:

*4.12.1.* $P^i_{of,R1} \le P^i_{R1}$ (cazul în care oferta se face pentru fiecare $CHE_i$ în parte);

*4.12.2.* $P^{gk}_{of,R1} \le P^{gk}_{R1}$, unde $P^{gk}_{R1} = \sum_{i=j\ge 1}^{j+k\le n} P^j_{R1}$ (cazul în care oferta se face pentru o grupare de k CHE);

*4.12.3.* $P^a_{of,R1} \le P^a_{R1}$, unde: $P^a_{R1} = \sum_{i=1}^{n} P^i_{R1}$ (cazul în care oferta se face pentru întreaga amenajare hidroenergetică).

## II. Concluzii

Validarea restricţiei 1 se va face conform unor algoritmi proprii S.C. OPCOM S.A., publici şi aprobaţi de A.N.R.E.

Algoritmul de validare prezentat oferă o metodă complexă, adaptată realităţii, pentru validarea restricţiei 1 în cadrul ofertei de producere aparţinând unei unităţi hidroenergetice.

## BIBLIOGRAFIE


[1] x x x *Instrucţiune privind participarea la piaţa angro de energie electrică din România* (aprobată prin decizia A.N.R.E. nr. 75 din 11 mai 2000).

[2] x x x *Regulament de programare şi dispecerizare a sistemului electroenergetic naţional (ANRE*, cod: 18.1.216.0.01.10/10/06/99),

[3] Drumeanu, C., Ionescu, V. Palade, L. *Argument pentru modificarea restricţiei referitoare la asigurarea debitelor de servitute*. În: Energetica, 48, nr. 12/2000, p. 559.


**Referent: ing. Paul Gheorghiescu – S.C. Hidroelectrica S.A.**
**(Primit la 5 iulie 2001, acceptat la 1 august 2001)**

❐

*Informaţii*

# Implicaţia conductorului de protecţie la liniile electrice aeriene de înaltă tensiune, în funcţionarea protecţiilor

Se ştie că rolul conductorului de protecţie este acela de a proteja linia la loviturile directe de trăsnet. Se evaluează o zonă protejată, aferentă, în care descărcările care apar sub formă de trăsnet se dirijează la pământ prin sistemul format de conductorul de protecţie, stâlpi şi toate prizele acestora în paralel.

Punerea în paralel a tuturor prizelor liniei (chiar şi a staţiilor din capete) permite ca energia trăsnetului (care poate fi importantă) să se scurgă la pământ fără distrugeri pe circuitul parcurs de curentul de trăsnet.

Conductorul de protectie prezintă importanţă şi sub aspectul funcţionării protecţiilor liniei. Se ştie că marea majoritate a defectelor apar prin conturnarea izolaţiei şi se numesc defecte de pământ. Bucla de defect la pământ cuprinde (în afara impedanţelor aferente celor trei secvenţe simetrice) şi o rezistenţă echivalentă a prizelor de pământ în paralel. Desigur că repartiţia pe prize se face după un gradient având ca punct central locul descărcării. Prin faptul că sunt în paralel (prin conductorul de protectie), nu este important dacă una, sau chiar mai multe prize depăşesc valoarea admisă (limitată de tensiunea de pas).

Să presupunem o linie aeriană care pe o porţiune nu are conductor de protecţie şi la un stâlp din acea porţiune apare o conturnare a izolaţiei pe o fază. În bucla de defect aferentă circulaţiei de secvenţă zero homopolară, va apărea impedanţa de secvenţă zero a liniei până la defect înseriată cu rezistenţa arcului electric şi cu rezistenţa de trecere a prizei stâlpului cu defect. Cele două rezistenţe înseriate (arc electric şi priză) străbătute de curentul de secvenţă zero pot să prezinte valori importante în evaluarea impedanţei buclei de secvenţă zero.

Rezistenţa arcului depinde de valoarea curentului care-l străbate. Rezistenţa de trecere a prizei depinde de compoziţia pământului în care este plantată. Este dificil şi costisitor să se reducă valoarea rezistenţei de trecere la o priză într-un teren neprielnic (nisip, stâncă). Ca urmare, se poate ajunge la valori ale rezistenţei foarte mari (de exemplu: sute de ohmi). O conturnare la un astfel de stâlp provoacă doar un dezechilibru la care protecţiile de distanţă pot să nu fie sensibile.

În funcţie de nivelul dezechilibrului ar putea funcţiona protecţia de secvenţă zero treapta a doua (dacă cuplul de secvenţă este suficient pentru orientarea direcţionalului).

Funcţionarea în regim nesimetric (cu supratensiuni pe fazele neafectate) prelungit poate duce la apariţia altor defecte.

În exploatarea reţelei de 110 kV se întâlnesc frecvent linii care, pe porţiuni mai mici sau mai mari, nu au conductor de protecţie. Linia de 110 kV Sadu V-Jidoaia-Ciunget, care străbate un teren montan, deci cu frecvente descărcări sub formă de trăsnet, nu are conductor de protecţie decât la intrarea în staţii. Pe această linie se întâlnesc zone în care prizele au peste două sute de ohmi rezistenţă de trecere.

Având în vedere importanţa conductorului de gardă în funcţionarea protecţiilor, considerăm necesar ca în cel mai scurt timp să se echipeze cu conductor de protecţie, dacă nu sunt alte restricţii, toate liniile aeriene de înaltă tensiune pe tot traseul lor.

**ing. Valentin POP – Dispecerul Energetic Teritorial Cluj**

# Modificarea schemei de blocaj a separatoarelor de 110 kV în stațiile trafo cu simplu sistem de bare secționate

Lucrarea de față are ca scop aducerea schemei de blocaj a separatoarelor de 110 kV în concordanță cu prevederile RGM cap. 5, care impun întreruperea circuitului de comandă al întrerupătorului unei celule de 110 kV atunci când se manevrează separatorii aferenți.

Menționez că în prezent, conform proiectelor tip, această schemă este inutilizabilă, renunțându-se de fapt la blocajul electromagnetic al separatoarelor. Această situație determină personalul operativ din stațiile de acest tip să nu folosească la manevre cheile de blocaj pentru separatoare, lucru ce poate conduce la avarii foarte grave în sistem.

Cauza nefuncționării schemei este utilizarea în cadrul ei a unui contact normal deschis al $RM_d$ (releu de multiplicare contacte de poziție a întrerupătorului), releu intermediar, ce are bobina alimentată din bucla de comandă și care din momentul întreruperii acestui circuit în vederea trecerii celulei din stare „deconectat" în stare „separat vizibil" face schema inutilizabilă (nu mai asigură „minusul" la dispozitivele de blocaj).

Modificarea propusă este foarte simplă, ușor de realizat practic și nu necesită investiții suplimentare. Ea presupune utilizarea în locul contactului 10-13 din $RM_d$ (contact ce are rolul de a bloca schema atunci când întrerupătorul liniei este conectat) a unui contact din CSA-ul întrerupătorului. Se va utiliza un contact ce ia poziție invers față de poziția întrerupătorului.

Avantajele punerii în aplicare a lucrării de față nu pot fi evaluate teoretic. Această lucrare are menirea să mărească atât siguranța în exploatare, cât și securitatea personalului operativ din stații.

Lucrarea a fost elaborată în urma confruntării practice în teren cu problema respectivă.

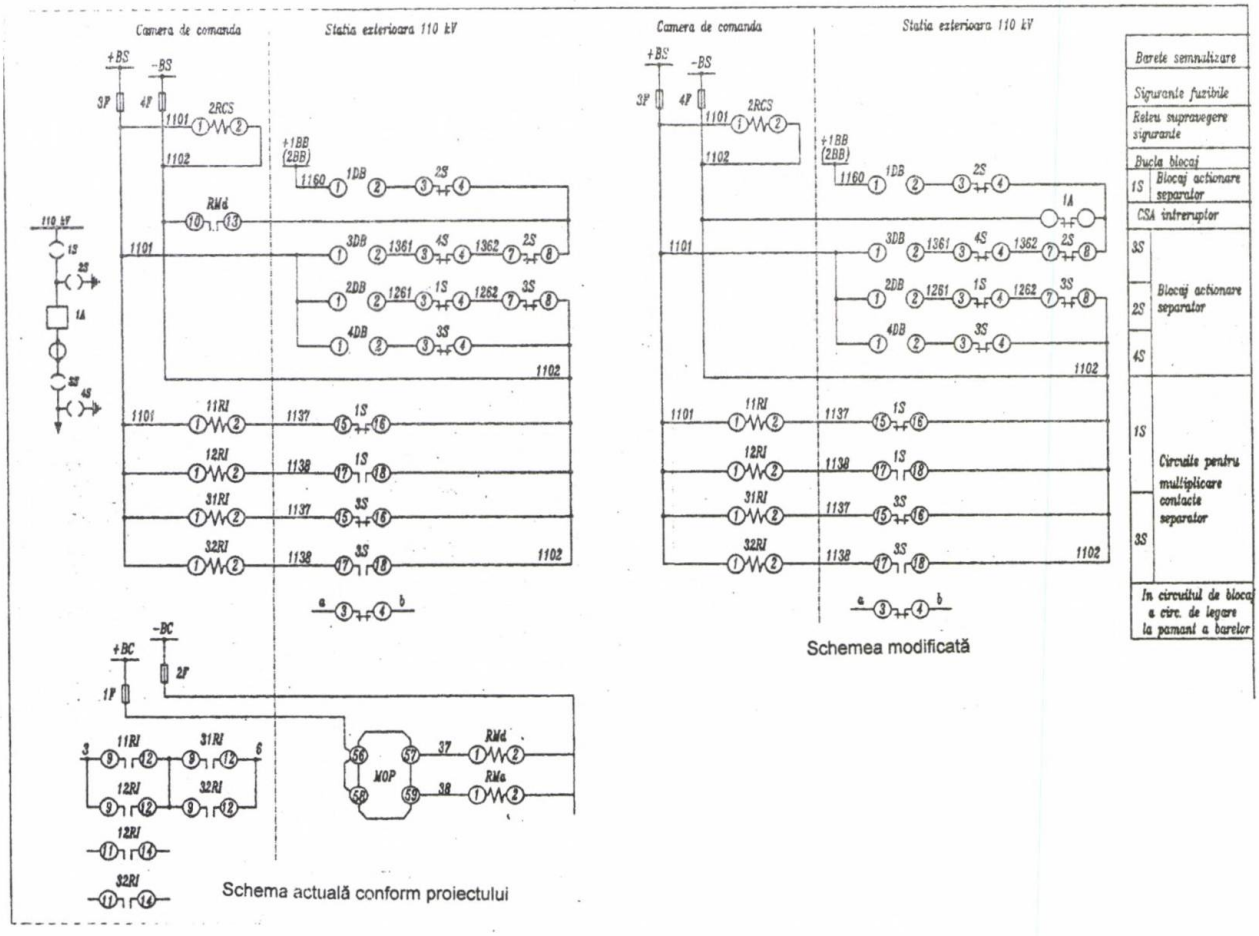
Modificarea propusă se poate aplica la orice proiect tip de acest gen (înaltă tensiune), nefiind necesară altă lucrare.

În stațiile 110/20 kV Vega (bare simple secționate) și în St. Valea Călugărească s-au verificat fizic schemele acestor circuite de blocaj și s-a constatat că ele corespund proiectelor.

Perechea de contacte utilizată din CSA-ul întrerupătorului se va stabili pentru fiecare celulă, în funcție de posibilități.

Se prezintă mai jos schema de blocaj actuală conform proiectului și modificarea propusă.

**ing. Victor Moldovenau**




Modificarea schemei de blocaj separatoare I.T. în stațiile de transformare.

***Informaţii***

## Reuniunea regională CIGRÉ "BLACK SEA EL-NET 2001" Suceava

În perioada 11-14 iunie 2001, în magnificul ambient oferit de plaiurile Bucovinene, în inima "cetăţii" acesteia, a avut loc Reuniunea Regională CIGRÉ – Black Sea EL – NET 2001, premieră între evenimentele organizate sub egida CIGRÉ, atât pentru România, cât şi pentru centrul şi sud-estul Europei.

Marea Neagră a fost din cele mai vechi timpuri o placă turnantă a fluxurilor de populaţii, a drumurilor de comerţ şi schimb între culturi, reprezentând împreună în zona înconjurătoare, încă de acum 2000 – 3000 de ani, legăturile între vechile civilizaţii ale Asiei şi viguroasa Europă, apărută în concertul istoriei omenirii mai târziu. Anticul drum al mătăsii capătă, în acest început de mileniu, semnificaţia drumului energiei, fluxurilor de diverse tipuri din regiune revenindu-le o importanţă din ce în ce mai mare într-o Europă tot mai integrată, în contextul globalizării actuale.

În înţelesul direct al riveranităţii, la Marea Neagră au acces un număr de 7 ţări, dar în orbita istorică şi economică a zonei sunt prezente cel puţin 12 ţări. Suprafaţa acestora depăşeşte 2,5 milioane de kilometri pătraţi, cu un potenţial demografic de peste 227 milioane locuitori, circa 90 loc/m$^2$, la nivelul anului 1995 şi fără partea europeană a Federaţiei Ruse. Resursele naturale şi potenţialul economic în plină dezvoltare fac acest areal unul din cele mai efervescente ale lumii.

Interconexiunea europeană din acest secol şi început de mileniu nu poate fi înţeleasă fără reţelele de orice tip, alternative sau continue, de înaltă şi foarte înaltă tensiune, ţesute în regiunea Mării Negre şi a spaţiului înconjurător, până la Marea Egee, Marea Adriatică şi spre zona nordică.

Organizată la iniţiativa Comitetului Român CIGRÉ, care a cooptat Comitetul Naţional CIGRÉ Grec şi Comitetul Naţional CIGRÉ Yugoslav, sub emblema "**Marile reţele regionale din regiunea Mării Negre şi interconectarea europeană în mileniul trei**", reuniunea a avut o participare deosebită, onorată de prezenţa secretarului general al CIGRÉ, domnul Jean Kowall.

Printre participanţii de marcă mai amintim pe dl Andrei **Ţugulea** – secretar general al Academiei Române, dl Evangelos **Dialynas** – preşedinte CN Grecia CIGRÉ, d-na Gordana **Spaic** – secretar CN Iugoslavia CIGRÉ, dl Călin **Mihăileanu** – preşedinte de onoare a CNR CIGRÉ, dl Ion **Lungu** – preşedinte ANRE, dl. Silviu Lucian **Boghiu** – director general S.C. Electrica S.A, Înalt Prea Sfinţia Sa **Pimen** – Arhiepiscop al Sucevei şi Rădăuţilor, dl Gavril **Mârza** – preşedintele Comitetului Judeţean Suceava, dl Stelian **Gal** – director C.N. Transelectrica S.A., dl Ioan **Cuşmir** – prefect de Suceava, dl Aurel **Burciu** – prorector al Universităţii "Ştefan cel Mare" Suceava, dl prof. Mircea **Guşă** – decan, Universitatea "Gh. Asachi" Iaşi şi dl Marian **Ionescu** – primarul Sucevei.

Preşedintele reuniunii a fost dl prof. dr. ing. Dorin **Cristescu** de la Universitatea „POLITEHNICA" din Bucureşti, preşedintele Comitetului Naţional Român pentru CIGRÉ.

Reuniunea s-a bucurat de o largă participare, respectiv 176 specialişti, din care 34 din străinătate şi 142 români. Participanţii străini au fost din 10 ţări, majoritatea din zona de interes a Mării Negre, dar şi din alte ţări ale Europei: Italia, Franţa, Spania, Suedia.

Prezentarea rapoartelor, precum şi intervenţiile diverşilor participanţi la discuţii s-au desfăşurat în cele două limbi oficiale ale CIGRÉ: franceză şi engleză.

Secretarul general al CIGRÉ, dl ing. Jean **Kowall** a prezentat în şedinţa de deschidere, în numele preşedintelui CIGRÉ, dl David **Croft**, şi al său personal, salutul CIGRÉ, organizaţie care reprezintă mai mult de 5000 de specialişti. Domnia-sa a comparat metaforic vechimea CIGRÉ, peste 80 ani, cu istoria aproape milenară a Sucevei, apreciind despre amândouă că au în faţă un viitor important. CIGRÉ este o organizaţie tehnico-ştiinţifică unică în producerea şi transferul cunoştinţelor tehnice în domeniul electricităţii. Într-o lume în care tehnologia este un viitor important, noi idei cum ar fi liberalizarea şi piaţa pot fi privite drept unelte eficiente pentru evoluţia afacerii electricităţii. Dar " ...we should keep în mind that technical expertize will alow greater ennergy efficiency, environment protection and cost reduction".

Domnul Jean **Kowall** a subliniat necesitatea lărgirii audienţei CIGRÉ în cercuri foarte largi, cum ar fi factorii de decizie, factorii regulatori şi în special în rândul tinerilor ingineri şi studenţi (a se vedea iniţiativa EPEE adresată special educaţiei şi perfecţionării în ingineria electrică). Factorii de conducere ai CIGRÉ, Consiliul de Administraţie, Comitetul Tehnic, sunt hotărâte să intensifice activitatea regională, schimbul de informaţii fiind în beneficiul reciproc al Comitetelor Naţionale şi al conducerii CIGRÉ. Este unul din motivele pentru care Comitetele Nationale român, grec şi iugoslav au solicitat oficiului central al CIGRÉ organizarea prezentei Reuniuni Regionale cu o tematica atât de actuală şi de incitantă.

În finalul intervenţiei sale dl secretar general a apreciat că prezenta reuniune regională, prin participanţii săi, prin modul de desfăşurare, prin expoziţia tehnică şi prin calda ospitalitate

românească, reprezintă un mare succes: " ... will be a great success".

Reuniunea a fost organizată pe trei secţiuni, fiecare cu mai multe module. Marile reţele şi aspectele tehnice conexe sunt privite prin prisma interconectării sistemelor energetice şi aplicaţiile electronicii de putere, a regimului permanent, a stabilităţii statice şi controlului frecvenţei, ale mentenanţei echipamentului, stabilităţii de tensiune şi reglarea tensiune/putere reactivă, metodelor de simulare, conducerii sistemelor electroenergetice.

Subiectul atât de actual al dereglementării şi al aspectelor economice în piaţa de energie este privit prin proiectarea economică a echipamentelor electroenergetice, prin calitatea energiei în perspectiva economiei de piaţă, prin suportul reprezentat de informaţie şi de telecomunicaţii pentru dereglementarea pieţei, de sistemul de "metering", ale transportului energiei în economia de piaţă, şi ale dereglementării pieţei de electricitate.

Problemele de mediu şi impact electromagnetic, aflate în prezent în centrul preocupărilor, cuprind managementul câmpului electric şi magnetic, monitorizarea acestora şi efectele biologice, efectele şi modelarea trăsnetului, calitatea energiei, armonici şi efectul corona, şi principiile generale de management al problemelor de mediu.

Rapoartele prezentate la Reuniunea Regională CIGRÉ - Suceava 2001 au fost selectate de Comitetele Tehnice ale secţiilor dintr-un număr foarte mare de propuneri. Au fost acceptate pentru prezentare orală 84 de lucrări, existând şi o sesiune "Poster". Lucrările prezentate oral au fost tipărite într-un volum de circa 400 pagini, distribuit la toţi participanţii; a existat şi un al doilea volum cuprinzând comunicările "afişate", de 130 de pagini, conţinând textele a 20 de lucrări.

A fost prezentat pentru fiecare secţie şi câte un raport special ; acesta a fost editat într-un volum aparte, de circa 70 pagini. Textele acestor rapoarte au cuprins o primă parte de prezentare a stadiului actual al domeniului în discuţie şi legat de aceste aspecte o scurtă discuţie a lucrărilor în prezentare orală, însoţită de eventuale întrebări de clarificare şi precizare.

## Secţiunea I. *Aspecte tehnice şi mari sisteme energetice*

Preşedinte: dr. ing. Jean **Constantinescu,** director general al C.N. Transelectrica S.A.

Secretar: dr. ing. Gheorghiţă **Georgel,** Romelectro Engineering

Au fost acceptate pentru susţinerea orală 26 de lucrări împărţite în 6 module tematice, după cum urmează:

1 şi 2. Interconectarea sistemelor electroenergetice şi aplicaţiile electronicii de putere.

3. Regimul staţionar şi stabilitatea statică şi tranzitorie şi controlul frecvenţei.

4. Mentenanţa echipamentelor.

5. Stabilitatea de tensiune şi reglajul U/Q.

6. Metode de simulare a conducerii sistemelor energetice.

Raportul special al secţiunii înscrie lucrările referitoare la interconectarea sistemelor electroenergetice şi aplicaţiile electronicii de putere în cadrul global al sectorului de livrare a energiei şi al problemelor de piaţă internă de energie şi comerţului transfrontalier. Pe plan global au avut loc schimbări în concepţia de exploatare, în mediul înconjurător, în mediul de afaceri şi unele dezvoltări tehnologice însemnate. În ceea ce priveşte piaţa de energie sistemul concurenţial al companiilor interne a condus guvernele la decizia deschiderii comerţului transfrontalier. La nivel european, în sectorul electricităţii se înregistrează un proces de achiziţie şi fuziune. Viitorul acestei industrii pare din ce în ce mai mult european şi internaţional; producătorii şi furnizorii fuzionează, dar au apărut şi astfel de tendinţe în domeniul transportului.

În cadrul modulelor 1 şi 2 s-au prezentat patru şi respectiv trei lucrări. Existenţa la nivel european a două sisteme foarte mari: TESIS (Transeuropean Sinchrouneously Interconected System) de 300 GW şi UPS (Unified Power System) de 150 MW la vârf; în discuţii s-a ridicat problema fezabilităţii din punct de vedere tehnic, viabilă economic, a sincronizării acestora la un orizont de timp rezonabil, anul 2005. Răspunsurile au fost divergente, unele introducând menţiunea reglementărilor interne ale fiecăruia. S-a vorbit despre efectul interconexiunii în cazul perturbării reţelelor naţionale şi de definirea şi calculul limitelor de putere transfrontalieră, în planificarea de lung termen; aspectele au fost aprofundate în sistemul grec.

Utilizarea echivalenţilor Ward generalizaţi pare a fi adecvată în calculele de securitate, ameliorând precizia răspunsului sistemului exterior în putere reactivă, în timpul controlului primar al frecvenţei.

Cele trei rapoarte prezentate în cadrul modulului privind starea staţionară şi stabilitatea tranzitorie, al treilea, ca şi discuţiile purtate au fost preocupate în principal de determinarea capacităţii nete de transfer (NTC) şi a disponibilităţii valorilor sale în interconexiune, în condiţiile deregularizării din sectorul companiilor energetice şi deschiderii pieţei de electricitate.

În cele mai multe din sistemele europene echipamentele instalate au o vechime de 15 până la 30 ani, ceea ce justifică accentul pus de discuţiile din modulul 4 pe mentenanţa echipamentelor. Au fost prezentate 5 rapoarte. Procesul de liberalizare a pieţei are incidenţe şi asupra regândirii politicii companiilor de electricitate privind mentenanţa echipamentelor reţelelor electrice, într-o strategie globală a mentenanţei şi a planificării investiţiilor. Discuţiile au subliniat că monitorizarea continuă şi noile tehnici de diagnoză pot contribui în mod esenţial la creşterea fiabilităţii echipamentelor.

Stabilitatea de tensiune şi reglajul U/Q au fost tematica celor 6 referate şi a discuţiilor purtate în modulul al cincilea. Cele mai bune soluţii pentru obţinerea stabilizării tensiunii de serviciu pot fi decelate cunoscând limitele posibile ale unei

variaţii de tensiune, în funcţie de lungimea liniei şi de impendanţa de sincronism a sistemului. Exemplul discutat s-a referit la sistemul bulgar în paralel cu FYROM, România, Iugoslavia, Cehia şi Albania. S-au discutat comparativ opiniile specialiştilor privind oportunitatea introducerii criteriului secundar al binomului tensiune/putere reactivă. În reglementarea fluxului de putere reactivă intervine drept criteriu şi rezerva de putere reactivă a sistemului, motiv pentru care sunt necesare metodologii şi algoritmi de conducere a acesteia. Introducerea sistemelor flexibile de transport la tensiune alternativă deschide noi perspective în planificarea şi exploatarea sistemelor energetice. Utilizarea fazelor locale de curent şi tensiune poate furniza suficiente informaţii pentru detectarea părţilor din sistem susceptibile de colaps de tensiune.

Ultimul modul, în care s-au purtat discuţii şi s-au prezentat 3 referate, se referă la metodele de simulare şi conducere a sistemului energetic. Utilizarea factorilor de distribuţie ai generatoarelor s-a prezentat ca o metodă eficace pentru determinarea fluxurilor de putere ale unei linii particulare. S-a precizat că funcţiile de bază şi rapoartele sistemelor SCADA sunt utile pentru supravegherea managementului activităţii şi bazele de date ale unităţilor terminale depărtate, pentru o funcţionare mai economică şi mai sigură. Reconfigurarea reţelelor de distribuţie în stare stabilă a reprezentat un alt element de discuţie.

### Secţiunea a II-a. *Aspecte economice şi descentralizarea pieţei de energie*

Preşedinte: dr. ing. Ion **Lungu** – preşedintele ANRE

Secretar: ing. Sorin **Pispiris**

În cadrul secţiunii au fost prezentate 27 de lucrări, care au fost împărţite în 6 module tematice:

1. Proiectarea economică a echipamentelor energetice.
2. Calitatea energiei în perspectiva economiei de piaţă.
3. Telecomunicaţii şi informatică – suport pentru piaţa descentralizată de energie.
4. Sisteme de metering – suport pentru piaţa descentralizată de energie.
5. Transportul energiei electrice în economia de piaţă.
6. Descentralizarea pieţei de energie electrică.

Dintre lucrările prezentate, cea mai mare parte aparţineau unor specialişti străini sau unor colective internaţionale.

Au fost prezentate 13 lucrări cu autori români, două cu autori greci, opt lucrări cu autori iugoslavi, o lucrare cu autor italian, două lucrări cu autori suedezi şi două lucrări cu autori francezi.

În cadrul primului modul s-au prezentat aspecte economice luate în considerare la proiectarea echipamentelor electrice pentru tensiuni înalte; discuţii interesante a suscitat lucrarea prezentată de ABB privind standardizarea proiectelor de staţii electrice, luând în considerare impactul asupra mediului ambiant, în special în marile aglomerări urbane.

La cel de-al doilea modul şi referatele şi discuţiile au pus accentul pe noile condiţii ale pieţei de energie specifice diverselor ţări şi particularităţile corespunzătoare privind telecomunicaţiile şi informatica. Acest modul a cuprins cele mai multe lucrări şi discuţiile au fost susţinute (şapte participanţi); s-a vorbit despre aportul strategic pe care îl oferă tehnologiile moderne în piaţa descentralizată de energie.

Pe tematica sistemului de măsurare şi decontare a energiei transportate, al cincilea modul, discuţiile au fost foarte animate, intervenţiile celor 9 participanţi aducând completări şi făcând comentarii foarte interesante.

Ultimele două module, legate printr-o tematică relativ comună referitoare la descentralizarea pieţei de energie electrică şi la problemele sistemului de transport al energiei electrice în aceste condiţii, s-au caracterizat prin dezbateri active, cu participarea a peste 15 specialişti.

### Secţiunea a III-a. *Mediul şi impactul electromagnetic*

Preşedinte: prof. dr. ing. Dorin **Cristescu,** preşedinte CNR CIGRÉ

Secretar: dr. ing. Gheorghe **Ştefan**

În cadrul acestei secţiuni au fost înscrise 18 lucrări, împărţite după următoarele module:

1. Trăsnetul – modelare, efecte, standardizare.
2. Managementul câmpului electric şi magnetic. Monitorizare. Efecte biologice.
3. Calitatea energiei. Armonici. Corona.
4. Compatibilitatea electromagnetică. Radiaţie. Conducţie. Ecranare.
5. Probleme generale de mediu.

Discuţiile desfăşurate au gravitat în jurul aspectelor generale prezentate în raportul special al secţiunii, precum şi spre răspunsurile la întrebările şi comentariile directe ale acestui raport. De regulă, în intervenţiile lor autorii şi-au gestionat timpul de prezentare pentru a realiza o expunere clară a ideilor şi contribuţiilor generale. Peste 50 % din lucrările prezentate au aparţinut reprezentanţilor străini.

În primul modul, afectat trăsnetului şi metodelor de modelare a fenomenului, efectelor sale şi aspectelor de standardizare, s-au prezentat patru contribuţii. S-a discutat despre aprofundarea problemelor de risc, aducându-se precizări privind clasificarea părţilor componente. Au fost aduse precizări privind montarea descărcătoarelor pe linii. În ceea ce priveşte efectele asupra staţiilor, participanţii au vorbit despre influenţa protecţiei contra loviturilor directe asupra solicitărilor în staţie, precum şi despre aprecierile riscului în funcţie de tipul de staţie, tipul de echipament de protecţie şi nivelul kerauniticităţii.

Monitorizarea câmpurilor electrice şi respectiv magnetice şi efectele lor biologice, ceea ce de regulă intră în noţiunea de management al câmpurilor E şi H, a constituit obiectul celor 5 lucrări prezentate în cadrul modulului 2. Au fost manifestări de interes privind estimarea solicitărilor tranzitorii şi a eventualei observări statistice.

S-au exprimat opinii privind nivelurile de precizie din standardele de calitate a energiei electrice şi faptul că acestea sunt mai severe decât clasele de precizie standardizate ale transformatoarelor, eventuala lor corelare fiind încă în discuţie în comunitatea ştiinţifică internaţională.

Foarte animate au fost discuţiile privind compararea metodelor de reducere a câmpurilor electric şi magnetic în instalaţiile de înaltă şi foarte tensiune. Nu există încă o convergenţă a opiniilor privind aprecierea câmpurilor în vecinătatea instalaţiilor, în condiţiile existenţei unei nesinuozităţi importante, a intervenţiei decalate în timp a diverselor armonici. S-a solicitat extinderea observaţiilor de către companiile de electricitate asupra subiectului. Acelaşi efort trebuie făcut în privinţa obţinerii unor informaţii cât mai credibile, a unor studii epidemiologice reieşite direct din exploatare privind efectele dăunătoare ale câmpurilor de joasă frecvenţă.

Modulul al treilea, servind problematica mare a compatibilităţii electromagnetice, a inclus problema de calitate a energiei, folosirea electronicii de putere, armonicile, descărcarea corona, transmiterea prin radiaţie şi conducţie a perturbaţiilor şi probleme de ecranare. Din păcate a fost publicat un număr nu mare de lucrări, 5 lucrări, şi prezentate doar 4, deşi interesul pentru tematică este la ora actuală mare.

S-a discutat despre atenuarea sau amplificarea armonicilor injectate, despre impedanţa armonică şi schema de funcţionare a staţiei, despre metodele de calcul al adiţionării curenţilor contribuţiilor armonice. Utilizarea dispozitivelor FACTS din diverse sisteme energetice, în particular cel grecesc, a fost privită prin prisma echilibrului tehnico – economic şi a indicatorilor de calitate a energiei electrice afectate. Au fost discutate şi aspecte legate de strategia de legare la pământ şi de limitele de utilizare a diverselor metode.

Problemele generale de protecţie a mediului, obiectul modulului al patrulea (4 lucrări), s-au referit la mai multe aspecte. Protecţia mediului înconjurător din punctul de vedere al poluării cu ulei contaminat sau diversele componente ale unui sistem de gestiune a mediului şi intervenţia companiilor de decontaminare sunt câteva exemple. Mai puţin s-au făcut comentarii privind progresele înregistrate de legislaţiile naţionale şi integrarea lor în contextul european.

**Comitetul Naţional Român** pentru CIGRÉ, în calitate de iniţiator şi de principal organizator nu ar fi putut face faţă unei atât de complexe "provocări" fără implicarea totală a C.N. Transelectrica S.A., Sucursalei de Transport al Energiei Electrice din Bacău, a S.C. Electrica S.A. şi a Sucursalei de Distribuţie a Energiei Electrice din Suceava.

Trebuie făcută o menţiune specială privind sprijinul oferit de un număr important de sponsori ai Reuniunii Regionale a CIGRÉ, şi anume: ABB România, AEM Luxten Lightning & Co., Energomontaj, Electro Alfa Internaţional Botoşani, Institutul de Studii şi Proiectare în Energetică (ISPE), Romelectro, Oracle, Institutul de Studii şi Cercetări în Energetică (ISCE), SIEMENS, Conbucovina de Suceava, Loyal Impex, Universitatea "Politehnica" din Bucureşti - Catedra Electronergetică, Exim Prod Grup Buzău, ASTER Bucureşti.

S-a desprins din lucrările Reuniunii Regionale CIGRÉ 2001 faptul că atât în activitatea întregului CIGRÉ, cât şi în particular a Comitetului Naţional Român, mai sunt de adâncit şi clarificat o serie de aspecte privind integrarea tinerilor ingineri şi a studenţilor în activitatea CIGRÉ. Lucrul devine evident şi în ceea ce priveşte participanţii la Reuniunea Regională. S-a simţit absenţa membrilor tineri, atât din punct de vedere financiar, cât şi participativ. A fost foarte utilă iniţiativa Consiliului de Administraţie, a Biroului Central, de atribuire a unui număr de abonamente la revista Electra şi, de câteva luni, revista a început să fie primită de cei 12 studenţi.

În România subliniem legătura foarte bună între companiile de electricitate şi ceilalţi actori şi universităţi: acestea reprezintă în fapt locul de formare al viitorului CIGRÉ. CIGRÉ se dovedeşte util pentru inginerii în energie electrică, pentru companiile de electricitate, pentru fabricanţii de echipamente şi pentru universitarii în domeniu, reprezentând un loc prioritar de schimb de idei. Reuniunea de la Suceava a subliniat faptul că pentru specialiştii români din domeniul reţelelor electrice de înaltă şi foarte înaltă tensiune CIGRÉ este astăzi prima asociaţie internaţională.

De asemenea, în cadrul reuniunii s-a organizat o expoziţie la care au participat 19 firme, respectiv: AEM Timişoara, ALCOR Botoşani, Celule Băileşti S.C., Electromagnetica S.A., Electroputere Craiova, Eximprod Grup Buzău, Electroalfa Internaţional Botoşani, Electrocontact Botoşani, Electromontaj-IEA, ICMEMENERG Servis, ICME-E Cab, INCSEE Bucureşti, S.C. OF Systems, Pirelli Cabluri Slatina, Romenergo, Romelectro, Superlux Tehnologies, SUNTEL şi Trading Bucureşti.

Vizitarea expoziţiei de către responsabilii Oficiului Central CIGRÉ, de către reprezentanţii Comitetelor Naţionale şi de către toţi participanţii la lucrări, a permis formularea unor aprecieri favorabile despre industria energetică românească, prezentă cu panouri produse şi demonstraţii şi a dat posibilitatea unor contacte umane de cel mai mare interes pentru progresul viitor.

În aceeaşi perioadă în care s-au desfăşurat lucrările reuniunii Regionale CIGRÉ Suceava 2001 au mai avut loc două manifestări CIGRÉ. Grupul de lucru 22.08 "Structuri" al Comitetului de Studii 22 - "Linii", reunind 17 specialişti sub egida **CNR-CIGRÉ,** în organizarea Fichner Romelectro şi Romelectro, la iniţiativa şi cu efortul membrului român din comitetul "Linii", dl dr. ing. Gheorghiţă **Georgel,** s-a ţinut cu câteva zile înainte. Imediat după Suceava, întregul Comitet 39, preşedinte dl Larson, s-a reunit la Bucureşti. De organizarea adunării s-a ocupat C.N. Transelectrica S.A., Dispecerul Energetic Naţional, dl ing. Ştefănescu **Zacheu,** membru român din acest comitet. Prin nivelul şi numărul

participanţilor, prin actualitatea tematicii şi profunzimea discuţiilor, ambele reuniuni se pot aprecia ca foarte bune.

Ţinând cont că în septembrie acest an se va desfăşura la Sibiu Reuniunea Comitetului 34, "Protecţii" şi Colocviul corespunzător organizat de membrul român din Comitet, dl dr. ing. Gal, şi Transelectrica, se poate spune că anul 2001 a fost pentru România anul CIGRÉ.

În ceea ce priveşte Reuniunea Regională a CIGRÉ de la Suceava din iunie 2001, se poate aprecia că ea a adus o contribuţie de substanţă la profundele schimbări prin care trece azi sectorul electricităţii, în faţa efectului constrângerilor instituţionale, cum ar fi Directive asupra liberalizării pieţei interne de electricitate sau Energy Policy Act al SUA, sau în corelaţie cu tendinţa naturală spre economia de piaţă.

Participanţii la Reuniunea Regională CIGRÉ au plecat convinşi că eforturile de multiple valenţe din aceste zile vor permite un pas spre sistemele energetice ale viitorului.

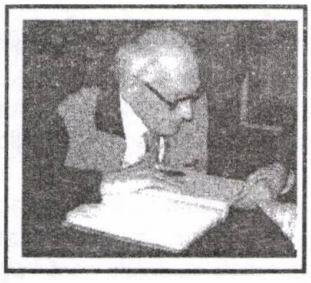
Desfăşurat în magnifica zonă suceveană de spiritualitate milenară, forumul inginerilor, cercetătorilor şi universitarilor a fost fără îndoială rodnic şi rezultatele sale vor favoriza progresul în industria electricităţii. Iar azi, când zilele Reuniunii Regionale CIGRÉ "Black Sea El – Net 2001" – Suceava sunt deja amintire, ele au rămas fără îndoială în sufletele participanţilor.

**prof. dr. ing. Dorin CRISTESCU**
**Preşedinte CNR CIGRÉ**

## *De personis*

# O personalitate a geologiei româneşti
# ION BĂNCILĂ

**Profesorul şi părintele geologilor care au lucrat şi lucrează în sfera energeticii**



La 28 mai 2001 s-a stins din viaţă una dintre cele mai strălucitoare stele ale geologiei româneşti, academicianul profesor doctor Ion Băncilă.

Născut la 2 februarie 1901 în comuna Scorţarul Nou, jud. Brăila, a frecventat cursurile medii liceale din Brăila şi Tulcea şi cursurile universitare din Bucureşti, obţinând licenţa în ştiinţe naturale în anul 1924.

În anul 1936 a obţinut doctoratul în geologie la Universitatea din Bucureşti, iar în anul 1969 docenţa în geologie. În anul 1937 a fost numit membru corespondent al Academiei de Ştiinţe din România, titlu ce i-a fost suprimat în anul 1947, o dată cu instaurarea regimului comunist. Imediat după revoluţia din anul 1989, a redevenit membru corespondent al Academiei Române, iar în anul 1991 a fost ales membru titular.

Pentru contribuţia sa la construcţia marilor obiective hidroenergetice, energetice şi nuclearoenergetice, academicianul Ion Băncilă a fost distins cu ordine şi medalii ale României şi Iugoslaviei.

Remarcat ca un student eminent de către prof. Sava Athanasiu, după terminarea studiilor (1924) a fost numit asistent şi şef de lucrări. Între anii 1927–1940 a fost profesor la două renumite licee din Bucureşti : Matei Basarab şi Gh. Lazăr, iar între anii 1941–1947 a ocupat postul de geolog-şef la Societatea Petrolieră Prahova.

În anul 1947, pe motive "bugetare", postul de şef de lucrări a fost suprimat, fiind obligat să părăsească activitatea universitară.

În anul 1946 s-a prezentat la un concurs pentru postul de profesor la Catedra de Geologie a Universităţii "Al. I. Cuza din Iaşi", fiind admis cu media 19,75 (din 20). Datorită unor "motive nedeclarate" – obscure – ministrul nu a mai luat în considerare această nominalizare.

Deşi nu i s-a conferit practic titlul de profesor universitar, prin operele sale scrise, prin formarea de cadre, prin activitatea şi munca asiduă de teren, Ion Băncilă a fost un profesor în fapt, toţi colaboratorii adresându-i-se cu apelativul "*domnule profesor*".

În intervalul 1947–1951 a fost încadrat în funcţia de şef de laborator la Comitetul de Stat al Geologiei, în anul 1951 fiind transferat la Institutul de Studii şi Proiectări Energetice – ISPE. În cadrul acestui institut a lucrat ca geolog-şef (în intervalul 1951–1986), fiind în aceeaşi perioadă şi geolog-şef la Întreprinderea de Laboratoare a Ministerului Petrolului şi Chimiei (1957–1965) şi consilier la Institutul de Cercetări şi Proiectări pentru Gospodărirea Apelor (1963–1986).

În cadrul ISPE, ISPH şi ICSE a avut posibilitatea să aplice cunoştinţele geologice în construcţiile inginereşti, contribuind nemijlocit la implantarea geologiei inginereşti în construcţii.

În domeniul cercetării geologice fundamentale, Carpaţii Orientali au format obiectivul principal al preocupărilor sale. A început activitatea de cercetare în masivul Hăghimaş, în anul 1927, şi a continuat-o cu noile contribuţii la zona cristalino-mezozoică din Carpaţii Orientali.

Marea pasiune a profesorului Ion Băncilă a fost flişul carpatic, pe care l-a descifrat într-o amplă monografie intitulată "Geologia Carpaţilor Orientali", editată în anul 1958 şi reprezentând rezultatul cercetărilor proprii. Lucrarea face parte dintr-un model structural unitar, care marchează un moment important în cunoaşterea acestui segment al Carpaţilor româneşti şi în general a geologiei ţării noastre.

Natura l-a înzestrat cu o mare putere de muncă, dusă până la abnegaţie, însoţită de pasiunea şi permanenta nelinişte ale unui om de ştiinţă, în căutarea adevărului. La aceasta se adaugă o mare capacitate de sinteză şi de transmitere a cunoştinţelor prin vorbă sau scris, cu o claritate excepţională.

O foarte importantă parte a activităţii sale a fost dedicată problemelor privind geologia tehnică aplicată în domeniul proiectării şi execuţiei barajelor, fiind cercetătorul de netăgăduit al şcolii româneşti în acest domeniu şi practic "ziditorul" tuturor lucrărilor importante de acest tip din ţara noastră. Bicaz, Argeş, Lotru, Poiana Uzului, Firiza etc. sunt lucrări la care a contribuit direct, promovând geologia inginerească la construcţiile hidroenergetice. Aceeaşi contribuţie a adus-o şi la construirea termocentralelor (Turceni, Rovinari, Mintia, Paroşeni etc.) şi a centralei nuclearoelectrice de la Cernavodă.

Problema rolului important pe care îl are relaţia dintre "structură (construcţie) şi "fundaţie" a fost subliniată şi dezvoltată de prof. Ion Băncilă înainte ca în lume să se înceapă studiul sistematic al acestei chestiuni. Adâncirea studiilor geologice în scopuri constructive s-a impus ca o necesitate, datorită, pe de o parte, cerinţelor mereu crescânde ale inginerilor de a cunoaşte din ce în ce mai bine condiţiile geologice legate de construcţiile mari (baraje, centrale hidroelectrice, centrale termoenergetice, centrale nucleare) şi, pe de altă parte, solicitărilor imperioase ca geologii să-şi adapteze gândirea şi exprimarea unor cerinţe practice în construcţii. Rolul geologului devine mult mai important. Geologul constructor, format la noua şcoală de geologie inginerească, devine indispensabil proiectantului şi constructorului în tot ceea ce este legat de condiţiile de fundare şi cele stabilite pentru siguranţa construcţiilor în exploatare.

Este demn de remarcat aportul Domniei Sale în activităţile prestate peste graniţă, respectiv conducerea efectivă şi coordonarea studiilor de geologie inginerească pentru amenajările Saveh şi Mazlaghan din Iran, în condiţii climatice deosebit de incomode, precum şi relaţiile cu partea iugoslavă şi sovietică la realizarea barajelor Porţile de Fier şi Bicaz.

Incontestabila competenţă în domeniul geologiei aplicate este confirmată de volumul mare de lucrări publicate, apreciate în ţară şi peste hotare, dar şi de participarea la congrese şi simpozioane naţionale şi internaţionale, ceea ce justifică plasarea Academicianului Ion Băncilă în grupa de elită a personalităţilor din domeniul geologiei inginereşti româneşti şi mondiale. Dintre principalele publicaţii de specialitate menţionăm: *Geologia inginerească* (2 volume), *Geologia amenajărilor hidroenergetice din flişul carpatic, Istoria energeticii româneşti* etc. Toate lucrările publicate reprezintă monografii pentru cel ce le consultă, având o vastă aplicabilitate practică şi îmbunătăţind patrimoniul geologic naţional.

Dragostea prof. Ion Băncilă pentru geologie are cuprinsă în ea şi dragostea pentru oameni, dorinţa de a-i îndruma pe drumul realizărilor şi satisfacţiilor profesionale. Suntem mulţi cei care l-am iubit şi respectat pe prof. Ion Băncilă, pentru că, de-a lungul timpului, ne-a împărtăşit din tainele geologiei sau ne-a învăţat chiar, cu răbdarea şi modestia care l-au caracterizat, *"alfabetul"* cu care se poate citi istoria pământului. Dar sunt şi mai mulţi cei care l-au iubit pentru că le-a arătat, prin modul de viaţă al Domniei Sale, ce necesară este omenia şi cât de mult contează să fii întotdeauna om.

Regretăm mult dispariţia academicianului şi omului de excepţie care a fost Ion Băncilă. Suntem mândri că ne numim contemporani cu Domnia Sa şi hotărâţi să ne străduim a fi la nivelul consideraţiunilor şi sentimentelor pe care ni le-a acordat.

Un sincer şi pios omagiu din partea colaboratorilor ce nu-l vor uita.

**dr. ing. Constantin Privighitoriţă**

*Colectivul asociaţiei ASTER este în deplin acord cu aprecierile privind regretatul academician profesor Ion Băncilă, al cărui rol în energetica românească a fost covârşitor. Mulţumim d-lui dr. ing. Constantin Privighitoriţă pentru efortul de documentare depus.*

**PREŞEDINTE ASTER,**
**dr. ing. Eugeniu PAVEL**

MŰSZAKI ÉS GAZDASÁGTUDOMÁNYI EGYETEM Műszaki Információs Központ és Könyvtár 2001

# CDE - 01

## Contor de descărcări electrice

**Contoarele tip CDE - 01 se folosesc pentru înregistrarea numărului de descărcări atmosferice şi de comutaţie care au determinat funcţionarea descărcătoarelor de supratensiuni din reţelele şi instalaţiile electrice de tensiuni nominale 110 kV - 750kV .**

**Caracteristicile tehnice ale contorului tip CDE - 01 realizat de NOVA INDUSTRIAL SA sunt următoarele:**

- **impulsul de curent de mare amplitudine: 4/10 µs max. 100 kA;**
- **impulsul de curent de lungă durată 2000 µs : max. 800 A;**
- **curentul de pornire a contorizării la impuls de curent de trăsnet 8 / 20 µs : min. 500A;**
- **curentul de pornire a contorizării la impuls de curent de comutaţie 30/60µs: min. 250A;**
- **masa : cca. 1,1kg;**
- **dimensiunile L x l x H : 175 x 80 x 60mm.**

**Contoarele tip CDE - 01 se pot monta suspendate pe bornele proprii ( în cazul în care legarea la pământ se face cu platbande) sau pe un suport, cu ajutorul unor piese de prindere livrabile la comandă.**

**Montarea contoarelor tip CDE - 01 se face pe legătura la pământ a descărcătoarelor de protecţie la supratensiuni.**

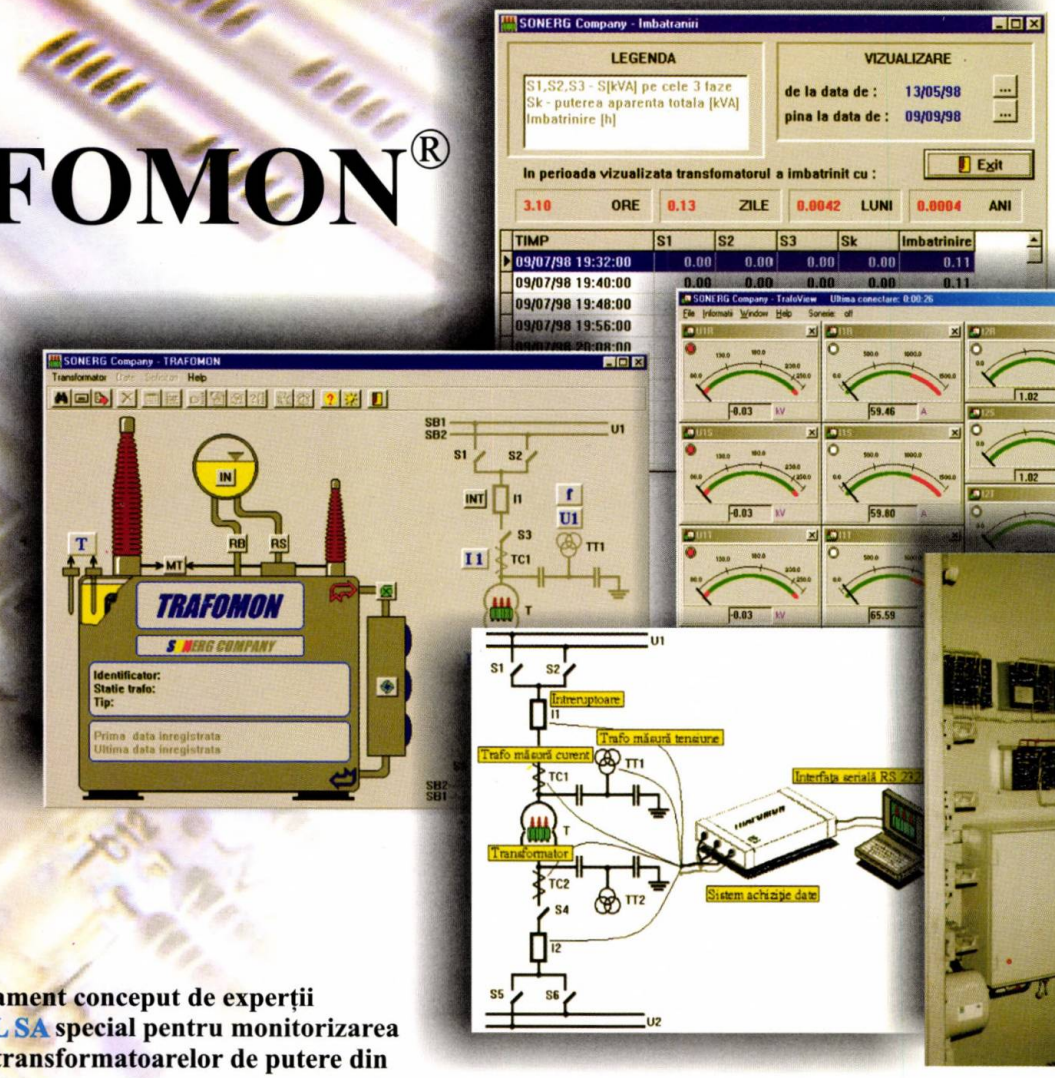
QUALITAS

CERTIFICAT NR. 36
SR EN ISO 9001/1995

# NOVA INDUSTRIAL SA

**Str. Theodor Speranţia Nr. 104 , Bl. S26, Sc. 2, Ap. 59, Sector 3, BUCUREŞTI, ROMÂNIA**
**Tel. / Fax : (+40) 1 323 86 89**
**E-mail: sales@novaindustrialsa.ro sau office@novaindustrialsa.ro**
**http://www.novaindustrialsa.ro**

# TRAFOMON®




**TRAFOMON, echipament conceput de experţii NOVA INDUSTRIAL SA special pentru monitorizarea complexă, on-line, a transformatoarelor de putere din exploatare, permite:**

**1. Monitorizarea on-line a maximum 47 mărimi de intrare (12 analogice şi 35 de stare) ce caracterizează funcţionarea unui transformator de putere din exploatare şi anume :**

- **tensiunile primare sau secundare (3);**
- **curenţii primari şi secundari (6);**
- **temperatura uleiului (1);**
- **temperatura aerului ambiant (1);**
- **frecvenţa tensiunii reţelei (1);**
- **nivelul uleiului în conservator (2);**
- **starea de funcţionare a :**
  - **pompelor (5) şi ventilatoarelor (15) sistemului de răcire;**
  - **releului Buchholz (2);**
  - **releului de presiune al comutatorului de reglaj (1);**
  - **supapelor de suprapresiune (1);**
  - **echipamentului de protecţie contra incendiului de tip Serge sau similar (1);**
  - **sistemelor de monitorizare a izolaţiei trecerilor izolate tip condensator (2);**
  - **întreruptoarelor în celulele aferente transformatorului (6).**

## Echipament pentru monitorizarea complexă, on-line, a transformatoarelor de putere din exploatare

**2. Monitorizarea on-line, prin prelucrare software, a:**

- **temperaturii înfăşurării în punctul cel mai cald;**
- **consumului de viaţă din punct de vedere termic;**
- **duratei de funcţionare a pompelor şi a ventilatoarelor - total sau între revizii;**
- **puterii aparente.**

**3. Sesizarea şi alarmarea în cazurile de funcţionare în regim de suprasarcină.**

**4. Luarea de decizii de protecţie în cazul în care echipamentul detectează funcţionarea cu sistemul de răcire oprit sau în caz de suprasarcini.**

**5. Vizualizarea pe ecranul PC-ului a mărimilor analogice rezultate, sub formă de tablou de aparate analogice şi / sau digitale .**

**6. Stocarea temporară a datelor, transferul acestora la PC (folosind interfaţa RS 485) şi construcţia unei baze de date.**

QUALITAS

CERTIFICAT NR. 36
SR EN ISO 9001/1995

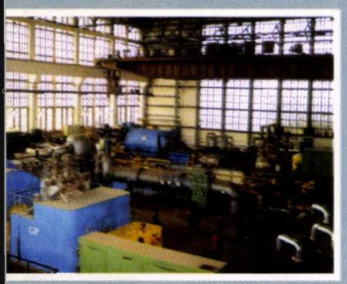
# NOVA INDUSTRIAL SA

**Str. Theodor Speranţia Nr. 104 , Bl. S26, Sc. 2, Ap. 59, Sector 3, BUCUREŞTI, ROMÂNIA**
**Tel. / Fax : (+40) 1 323 86 89**
**E-mail: sales@novaindustrialsa.ro sau office@novaindustrialsa.ro**
**http://www.novaindustrialsa.ro**

Octombrie 2001

E2039 F F
8 000001 296886

# Energetica



## Exploatarea centralelor hidroelectrice conform cerințelor sistemului electroenergetic național

- centrale hidroelectrice
- piața de energie electrică
- acoperirea curbei de sarcină
- amenajări hidroelectrice
- sisteme de reglaj în centrale hidroelectrice

**ASTER**
Asociația Științifică și Tehnică a Energeticienilor din România

# INSTITUTUL NAȚIONAL DE CERCETARE-DEZVOLTARE PENTRU ENERGIE - ICEMENERG BUCUREȘTI

Bd. Energeticienilor 8, 74568, București 3, România
Tel: (+40-1) 346 52 41 ● Fax: (+40-1) 346 53 10
mail: icemenerg@icemenerg.vsat.ro ● Web Page: http://www.icemenerg.vsat.ro

## OFERTĂ DE SERVICII:

- *Cercetare aplicativă și dezvoltare*
- *Inginerie, audituri, certificări, testări, probe și măsurători, expertize în laborator și pe teren, asistență tehnică*
- *Consultanță în relația energiei cu mediul ambiant*
- *Studii generale, de planificare și de strategie sectorială, evaluări de programe*
- *Studii tehnice de prefezabilitate și fezabilitate, proiecte de instalații și tehnologii*

## DOMENII DE EXPERTIZĂ:

### ➢ *TERMOMECANICĂ*

- ⇨ ***Retehnologizarea echipamentelor energetice***
- ⇨ ***Tehnologii de diagnoză. Analize de avarii. Expertizarea stării tehnice a instalaţiilor energetice***
- ⇨ ***Instrucţiuni, proceduri, normative pentru exploatarea instalaţiilor energetice***
- ⇨ ***Soluţii şi documentaţii de conservare pe termen lung a blocurilor energetice***
- ⇨ ***Recuperatoare de căldură cu tuburi termice: soluţii, proiectare, realizare, implementare***
- ⇨ ***Proiectare schimbătoare de căldură, probe (măsurători) complexe la instalaţiile energetice***

### ➢ *ECHIPAMENTE, STAŢII ŞI REŢELE ELECTRICE*

- ⇨ ***Transformatoare şi aparate electrice***
- ⇨ ***Încercări asupra echipamentelor, aparatajului şi încercări de mare putere***
- ⇨ ***Linii electrice aeriene şi în cablu***
- ⇨ ***Elaborare de standarde şi normative, asigurarea calităţii***

### ➢ *AUTOMATIZĂRI, GENERATOARE ŞI MOTOARE ELECTRICE*

### ➢ *AUTOMATIZĂRI, TELECOMUNICAŢII , PROTECŢII*

- ⇨ ***Probe şi măsurători la echipamenteprimare/ secundare din instalaţii energetice***
- ⇨ ***Puneri în funcţiune, verificări, optimizări instalaţii de detecţie şi separare a metalelor din cărbune***

### ➢ *EXPERTIZĂ - DIAGNOZĂ METAL, CONTROL NEDISTRUCTIV ŞI TEHNOLOGII DE REPARAŢII*

### ➢ *HIDRO*

- ⇨ ***Măsurători/încercări/performanţă/garanţie "in situ" şi în staţii pilot***
- ⇨ ***Elaborarea soluţiilor optime de modernizare, retehnologizare şi mentenanţă***
- ⇨ ***Optimizarea sistemelor de reglaj al turbinelor hidraulice***
- ⇨ ***Algoritmi de urmărire şi diagnoză în exploatare, realizarea instalaţiilor de monitorizare***

### ➢ *POLITICI, REGLEMENTĂRI, TEHNOLOGIA INFORMAŢIEI*

- ⇨ ***Politici, reglementări, metodologii de sistem***
- ⇨ ***Sisteme EMS-SCADA, Sisteme MIS***
- ⇨ ***Telecomunicaţii***
- ⇨ ***Servicii tehnice de exploatare***

### ➢ *MEDIU ŞI ECOTEHNOLOGII*

- ⇨ ***Chimie energetică si ecotehnologii***
- ⇨ ***Coroziune şi efecte ambiante***
- ⇨ ***Instalaţii de depoluare, evaluare mediu***

### ➢ *UTILIZAREA EFICIENTĂ A ENERGIEI ŞI SURSE REGENERABILE*

- ⇨ ***Eficienţa energiei în clădiri, industrie şi la nivelul municipalităţilor***
- ⇨ ***Sisteme de cogenerare cu motoare termice şi turbine cu gaze pentru aplicaţii locale***
- ⇨ ***Gestiunea energiei electrice, calitatea şi etichetarea eficienţei energetice, certificarea eficienţei receptoarelor***
- ⇨ ***Surse regenerabile de energie (eoliană, solară, geotermală, micro - hidro, biomasă)***

### ➢ *MATERIALE NOI PENTRU MENTENANŢA ECHIPAMENTELOR ENERGETICE*

### ➢ *INFORMARE ŞI DOCUMENTARE ÎN ENERGIE*

BUDAPESTI MŰSZAKI ÉS GAZDASÁGTUDOMÁNYI EGYETEM
Országos Műszaki Információs Központ és Könyvtár
2001

# ENERGETICA e®

REVISTA DE SPECIALITATE
A ENERGETICIENILOR
DIN ROMÂNIA

ISSN: 1220 - 5133

ANUL 49 | Nr. 10 | OCTOMBRIE 2001

Revista ENERGETICA a fost înfiinţată în anul 1953, continuând tradiţia vechilor publicaţii inginereşti care au avut preocupări în domeniul energiei ca, de exemplu:

- Diaru pentru vulgarizarea ştiinţelor naturale şi fizice (1870 - 1882);
- Buletinul Societăţii Politehnice (1887 - 1944);
- Buletinul Asociaţiei Generale a Inginerilor din România – AGIR (1919 - 1946);
- ENERGIA, editată de ing. Dumitru Leonida (1921);
- Buletinul Asociaţiei Producătorilor şi Distribuitorilor de Energie Electrică - APDE (1932 - 1944);
- Buletinul Institutului Român de Energie - IRE (1933 - 1944).

Începând cu data de 01.08.1999 revista Energetica este editată de Asociaţia Ştiinţifică şi Tehnică a Energeticienilor din România "ENERGETICA", înfiinţată ca organizaţie profesională, neguvernamentală, nonprofit.

Organul suprem de conducere al Asociaţiei este Adunarea Generală, care a delegat pentru administrare un Consiliu Director compus din: Eugeniu PAVEL – preşedinte, Jean CONSTANTINESCU- vicepreşedinte, Ion CONECINI – secretar general, Vasile RUGINĂ – trezorier, Virgil MUŞATESCU, Dumitru Cezar IONESCU, Nicolae NICULESCU, Stelian OPRESCU, Dan GHEORGHIU – membri.

În cadrul Asociaţiei funcţionează Colegiul revistei Energetica, împuternicit de Consiliul Director prin Hotărârea nr. 1/09.01.2001, să coordoneze activitatea ştiinţifică şi de editare a revistei şi a publicaţiilor satelite.

**COLEGIUL REVISTEI ENERGETICA**

**Preşedinte:** dr. ing. Eugeniu PAVEL

**Membri:** ing. Hermina ALBERT; prof. dr. ing. Florin ALEXE; prof. dr. ing. Victor ATHANASOVICI; prof. dr. ing. Adrian BADEA; prof. dr. ing. Cornel BIANCHI; dr. ing. Iosif Constantin BILEGAN; ing. Mircea CÂRDU; prof. dr. ing. Mircea CHINDRIŞ; dr. ing. Ion CONECINI; dr. ing. Jean CONSTANTINESCU; prof. dr. ing. Dorin CRISTESCU; prof. dr. ing. Nicolae DĂNILĂ; prof. dr. ing. Mircea EREMIA; dr. ing. Ioan GANEA; ing. Dan GHEORGHIU; dr. ing. Miron Laurenţiu GOIA; prof. dr. ing. Nicolae GOLOVANOV; prof. dr. ing. Basarab Dan GUZUN; prof. dr. ing. Sorin HURDUBEŢIU; prof. dr. ing. Dumitru Cezar IONESCU; prof. dr. ing. Dumitru IVAS; dr. ing. Lucian LEFTER; dr. ing. Gheorghe LUCA; dr. ing. Ion LUNGU, prof. dr. ing. Virgil MAIER; prof. dr. ing. Magdalena MATEI; dr. ing. Andrei Călin MIHĂILEANU; ing. Cornel MOŢIU; conf. dr. ing. Virgil MUŞATESCU; prof. dr. ing. Constantin NEAGA; prof. dr. ing. Mircea NEMEŞ; ing. Nicolae NICULESCU; prof. dr. ing. Valeriu NISTREANU; ing. Radu OPINCARU; ing. Stelian OPRESCU; ing. Cornel PÂSLARU; prof. dr. ing. Alexandru POEATĂ; dr. ing. Marius POMÂRLEANU; prof. dr. ing. Florin POP; dr. ing. Teodor POPA, dr. ing. Badea POPA; dr. ing. Anca POPESCU; ing. Miron POPESCU; prof. dr. ing. Petre POSTOLACHE; prof. dr. ing. Ilie PRISECARU; ing. Constantin RADU; ing. Radu REGMAN; dr. ing. Gabriel ROMAŞCU; ing. Anton ROŞU; ing. Costin Liviu RUCĂREANU; dr. ing. Vasile RUGINĂ; ing. Norica SĂNDULESCU; ing. Alexandru SĂNDULESCU; ing. Emilian SIMIAN; ing. Mihaela STIOPOL; ing. Cristian ŢÂNŢĂREANU; ing. Ovidiu ŢUŢUIANU; ing. Anton VLĂDESCU; ing. Gheorghe VOICU

Conducerea tehnico-ştiinţifică a revistei Energetica se asigură de către Biroul de redacţie pe baza Regulamentului de funcţionare al revistei Energetica.

**BIROUL DE REDACŢIE*:** dr. ing. Eugeniu PAVEL – preşedinte; ing. Anton ROŞU - redactor-şef; prof. dr. ing. Dumitru Cezar IONESCU – redactor-şef adjunct; prof. dr. ing. Nicolae GOLOVANOV– redactor-şef adjunct; ing. Norica SĂNDULESCU – secretar de redacţie; dr. ing. Ion CONECINI; dr. ing. Ioan GANEA; dr. ing. Lucian LEFTER; dr. ing. Ion LUNGU; conf. dr. ing. Virgil MUŞATESCU; ing. Nicolae NICULESCU; ing. Radu OPINCARU; dr. ing. Anca POPESCU

* Componenţa aprobată prin hotărârea Consiliului Director din 31.08.2000

Redactor: Ana Maria CHIVU
tel/fax.: 3460691; tel. 3464786/213

©Toate drepturile asupra acestei publicaţii sunt rezervate Asociaţiei Ştiinţifice şi Tehnice a Energeticienilor din România "ENERGETICA". Orice reproducere, integrală sau parţială, prin indiferent ce mijloace, a materialelor apărute în paginile publicaţiei se poate face numai cu aprobarea Asociaţiei. Sunt autorizate numai citările incluse în lucrări ştiinţifice sau în alte volume, cu precizarea sursei. Opiniile exprimate în articolele publicate în revistă aparţin autorilor.

## CUPRINS

**EXPLOATAREA CENTRALELOR HIDROELECTRICE CONFORM CERINŢELOR SEN**

Eugen Constantin ISBĂŞOIU, Paul GHEORGHIESCU: **Masa rotundă "Exploatarea centralelor hidroelectrice conform cerinţelor SEN" - prezentare** 431

Alexandru SĂNDULESCU, Nicolae OPRIŞ: **Influenţa pieţei de energie electrică asupra funcţionării centralelor aparţinând S.C. Hidroelectrica S.A., în perioada de secetă a anului 2000** 432

Anton VLĂDESCU, Floarea BREAZU, Otilia MARIN, Oltiţa VELCESCU, Gheorghe VÂLCEREANU: **Modul de acoperire a curbei de sarcină de către centralele electrice din sistemul electroenergetic naţional în procesul de fundamentare a contractelor de vânzare/cumpărare de pe piaţa energiei electrice** 435

Alexandru George DIACON, Eugen Constantin ISBĂŞOIU, Mihaela CONSTANTINESCU: **Optimizarea funcţionării centralelor hidroelectrice de medie şi mare cădere, având ca funcţie obiectiv de optimizare obţinerea maximului de energie pentru apa uzinată** 441

Paul GHEORGHIESCU, Mihai STOICAN, Aurel MÎNDRICAN: **Determinarea rezervei energetice minime a marilor lacuri de acumulare pentru garantarea siguranţei în funcţionare a sistemului energetic naţional** 447

Andra MOCLINDA, Marin BALABAN: **Modernizarea sistemului de reglare al turbinelor bulb din CHE Porţile de Fier II. Probe de performanţe de reglaj** 454

Emil POPA, Constantin PÎRĂIANU, Nicolae ALBU: **Estimarea duratei de viaţă a componentelor principale ale hidroagregatelor. Urmărirea evoluţiei fisurilor la un arbore de turbină bulb** 458

Iosif MARCHIŞ: **Analiza cauzelor care au provocat apariţia unor fisuri în rotorul turbinei tip Francis la hidroagregatul nr. 2 de la CHE Munteni** 464

**DIN EXPLOATARE**

Corina DRUMEANU, Victor IONESCU: **Propuneri de modificare a componenţei unităţilor dispecerizabile** 468

**MANIFESTĂRI TEHNICO-ŞTIINŢIFICE**

Ion CONECINI: **Simpozionul CIGRÉ din 3-7 septembrie 2001 de la Cairns-Australia** 472

**INFORMAŢII**

Adrian GOICEA, Ion CONECINI, Mirela SĂNDULESCU: **Operatorul Pieţei de Energie Electrică din România - S.C. OPCOM S.A. a aderat la Asociaţia Internaţională a Operatorilor Comerciali şi Burselor de Energie - APEX** 463, 475

**DE PERSONIS** 446

**CUPRINS ÎN LIMBILE FRANCEZĂ, GERMANĂ, RUSĂ** 476

**CUPRINS ÎN LIMBA ENGLEZĂ (REZUMATE)** 430

**SUPLIMENT RELANSIN * PROIECTE CDI ÎN ENERGIE**

Dumitru STANCIU, Ştefan GAVĂŢ, Viorel BUŢĂ: **Sistem de reglare vectorială pentru sarcini multirezonante**

Anton UNGUREANU, Onița CALOTĂ, Eduard BULEZIUC: **Echipament de protecţie pentru depistarea automată a scăderii izolaţiei la motoarele de 6 kV**

## HYDROELECTRIC POWER STATIONS OPERATION UNDER NPS REQUIREMENTS

Eugen Constantin ISBĂŞOIU, Paul GHEORGHIESCU: **Round table: "Hydroelectric power stations operation under NPS requirements"** *p. 431*

Alexandru SĂNDULESCU, Nicolae OPRIŞ: **Impact of the electricity market on the operation of the hydroelectric power stations belonging to S.C. Hidroelectrica S.A. during the droughty season in 2000**

From the hydrological point of view, the year 2000 was characterized by a severe drought starting from June. This inevitably led to a rapid diminishing in the water volume of the great reservoirs. Unfortunately, the respective period of time coincided with a stage in the development of the electricity market . The authors of the paper analyse the influences of these two factors, the drought and the electricity market, over five distinct periods of the year, taking into consideration the S.C. Hidroelectrica S.A. offers, scheduling of the dispatchable units and dispatching itself. *p. 432*

Anton VLĂDESCU, Floarea BREAZU, Otilia MARIN, Oltiţa VELCESCU, Gheorghe VÂLCEREANU: **Ways of meeting the electric load demand by the hydroelectric power stations within the National Power System (NPS) in the conditions of the selling/buying contracts substantiation process in the electricity market**

The National Power Grid Company – C.N. Transelectrica S.A., as a neutral entity of the Romanian electricity market, undertakes analyses to substantiate the portfolio selling/purchasing contracts established between the portfolio generating companies, C.N. Termoelectrica S.A. and S.C. Hidroelectrica S.A. and the main electricity supplier S.C. Electrica S.A. In this respect, the operation of the overall Romanian power system is simulated for the contract period to estimate the justified operation costs of the two generating companies.

The paper presents the contribution of the hydropower stations in supplying the electric load demand in various characteristic periods of the year as resulted from the simulation undertaken when preparing the portfolio selling/purchasing contracts for the year 2001. *p. 435*

Alexandru George DIACON, Eugen Constantin ISBĂŞOIU, Mihaela CONSTANTINESCU: **Hydroelectric high head power stations and hydroelectric low head power stations operation optimization by finding the proper limits of the head and electric power so that the hydropower stations generate a maximum of energy to the processed water**

To better use the energy of water stored in the reservoirs it is necessary to find the proper limits of the head and electric power so that the hydropower station can work as efficiently as possible. Within these limits the working conditions of the plant lead to important energy savings. This paper intents to prove the necessity of these kind of calculations based on of case study of the hydroelectric power station of Mărişelu, Motru Ruieni and Râul Mare Retezat. *p. 441*

Paul GHEORGHIESCU, Mihai STOICAN, AUREL MÎNDRICAN: **Assessment of the minimum usable reservoir storage of the great reservoirs to ensure the National Power System safety in operation**

The safe operation of the National Power System in the conditions of the existing generation capacities structure is guaranteed by the operation of the hydroelectric power plants which should supply both the peak and semi-peak load of the daily load diagram and almost all the system services.

The paper presents a method for the determination of the minimum usable reservoir storage of the great reservoirs to guarantee the safe operation of the National Power System. *p. 447*

Andra MOCLINDA, Marin BALABAN: **Modernization of Portile de Fier II hydroelectric power station turbine regulation system. Regulation performance tests**

The overhaul and modernization of Portile de Fier II hydroelectic power station unit 6 included the replacement of the existing hydroelectric regulator of the turbine by a modern digital regulation and control system supplied and installed by the Swiss company VA TECH Escher Wyss.The authors aim at presenting the scale of the modernization works relating to the regulation system replacement, its structure and functions, as well as the results in operation of the commissioning tests performed at the end of May, 2001. *p. 454*

Emil POPA, Constantin PÎRĂIANU, Nicolae ALBU: **Assessment of the useful lifetime of the main hydropower sets. Turbine shaft clefts monitoring**

The paper presents the operation behaviour of the HA4 clefted shaft from Frunzaru. The vibrations were measured by means of the proximity transducers, and a portable system DAIU from SH Râmnicu Vâlcea was used to acquire the experimental data. The transducers connection scheme and the obtainable diagrams are also presented. On the base of the resulting conclusions, the lifetime for other axes working in the same conditions can be estimated. *p. 458*

Iosif MARCHIŞ: **Analysis of the causes that led to the Francis type turbine shaft cleft occurrence at Munteni hydroelectric power station HA 4**

The paper is a study on the turbines impeller at CHE Munteni. It presents the sections subjected to the highest stress, turbine services data and describes the clefts, the measures and the clefted blade material. On the base of the resulting conclusions, three recommendations concerning the service are made. *p. 464*

**OPERATION**

Corina DRUMEANU, Victor IONESCU: **Proposals for the modification of the dispatchable units**

The paper presents several problems S.C. OPCOM S.A. had to solve when programming the dispatchable units and proposes several specific solutions for their solving. *p. 468*

**TECHNICAL AND SCIENTIFIC EVENTS**

Ion CONECINI: CIGRE **Symposium - 3-7 September, 2001- Cairns – Australia** *p. 472*

**INFORMATION**

Adrian GOICEA, Ion CONECINI, Mirela SĂNDULESCU: **The Romanian Electricity Market Operator (OPCOM) has joined the International Association of the Commercial Operators and Energy Exchanges-APEX** *p. 463, 475*

**DE PERSONIS** 446

**CONTENTS IN FRENCH, GERMAN AND RUSSIAN** p. 476

BUDAPESTI MŰSZAKI ÉS GAZDASÁGTUDOMÁNYI EGYETEM Műszaki Információs Központ és Könyvtár 2001

# Masa rotundă "*Exploatarea centralelor hidroelectrice conform cerinţelor SEN*"

- prezentare -

Centralele hidroelectrice reprezintă o componentă importantă a sistemului energetic naţional datorită ponderii pe care o are energia produsă în acestea în balanţa de putere şi energie electrică a ţării, cât şi pentru faptul că furnizează, aproape în totalitate, serviciile de sistem.

Puterea instalată în centralele hidroelectrice era la 01.01.2000 de 6914 MW, iar producţia de energie electrică realizată în anul 2000 a fost de 14,77 TWh (18,4% din producţia de energie a ţării din acel an). Din totalul capacităţilor de producţie care utilizează resurse hidroenergetice circa 98% se află în administrarea S.C. Hidroelectrica S.A.

Preocupările actuale ale specialiştilor din domeniul hidroenergeticii sunt concentrate în următoarele direcţii: creşterea siguranţei în funcţionare a instalaţiilor energetice şi contribuţia pe care o pot aduce centralele hidroelectrice la siguranţa SEN, optimizarea utilizării potenţialului hidroenergetic, generalizarea procedeelor şi tehnologiilor de mentenanţă predictivă, retehnologizarea şi modernizarea instalaţiilor aflate în exploatare, pentru creşterea performanţelor, ţinând seama de noile condiţii oferite de piaţa de energie.

În acest context, Biroul de redacţie al revistei Energetica a organizat masa rotundă cu tema **Exploatarea centralelor hidroelectrice conform cerinţelor SEN**. Manifestarea a avut loc în ziua de 10.06.2001 şi a reunit un număr de 52 de specialişti din cadrul S.C. Hidroelectrica S.A., C.N. Transelectrica S.A., ANRE, S.C. OPCOM S.A., Universitatea „POLITEHNICA" din Bucureşti, ISPH etc.

În cadrul mesei rotunde a fost prezentat un număr de 22 de lucrări, grupate după tematică astfel: *piaţa de energie*, *hidroenergetică generală*, *modernizări ale echipamentelor* şi *metode şi acţiuni de mentenanţă*.

Se prezintă mai jos principalele subiecte ce au fost abordate în lucrările prezentate:

- **piaţa de energie:**

- modul de acoperire a curbei de sarcină de către centralele electrice din SEN în procesul de ofertare, cu stabilirea încadrării CHE;
- aspecte practice privind întocmirea ofertei de energie pentru CHE din cadrul SH Rm. Vâlcea cu evidenţierea influenţei prognozei hidrologice;
- impactul pieţei de energie asupra S.C. Hidroelectrica S.A. în anul 2001;
- procedee de validare a datelor din oferta CHE pentru programarea zilnică a funcţionării SEN;

- **hidroenergetică generală:**

- optimizarea funcţionării CHE de medie şi mare cădere;
- planificarea producţiei de energie la CHE fluviale - cu aplicaţie la CHE Porţile de Fier I;
- principiile de determinare a rezervei energetice minime a marilor lacuri pentru garantarea siguranţei în funcţionarea SEN;
- gestiunea resurselor hidroenergetice în amenajarea Râul Mare;

- **modernizări ale echipamentelor:**

- modernizarea acţionărilor instalaţiilor hidromecanice ale CHE din amenajarea Argeş;
- modernizarea sistemului de reglare a turbinelor bulb din CHE Porţile de Fier II;
- modernizarea prizei energetice a CHE Tarniţa;

- **metode şi acţiuni de mentenanţă:**

- sisteme de mentenanţă predictivă a hidroagregatelor în funcţiune la SH Rm. Vâlcea şi SH Tg. Jiu;
- diagnosticarea stării hidroagregatelor pe baza urmăririi nivelului de vibraţii;
- urmărirea evoluţiei fisurilor la arborii turbinelor bulb din amenajarea cursului inferior al Oltului;
- aplicaţii informatice pentru sinteza datelor privind comportarea în exploatare a echipamentelor (S.C. Hidroelectrica S.A., SH Haţeg şi SH Caransebeş).

Discuţiile purtate în cadrul mesei rotunde au relevat interesul deosebit al specialiştilor prezenţi pentru subiectele abordate, dorinţa de informare şi schimb de experienţă.

**Moderatori,**

**prof. dr. ing. Eugen Constantin ISBĂŞOIU**
**ing. Paul GHEORGHIESCU**

# Influența pieței de energie electrică asupra funcționării centralelor aparținând S.C. Hidroelectrica S.A., în perioada de secetă a anului 2000

ing. Alexandru SĂNDULESCU*
ing. Nicolae OPRIȘ**

*Din punct de vedere hidrologic, anul 2000 s-a caracterizat printr-o secetă accentuată începând cu luna iunie. Acest fapt a dus inevitabil la o scădere rapidă a volumului de apă din marile lacuri de acumulare. Din păcate, perioada de timp respectivă a coincis cu o etapă de organizare a pieței de electricitate. Autorii articolului analizează influențele celor doi factori, seceta și piața de electricitate, în cinci perioade distincte ale anului, având în vedere ofertele S.C. Hidroelectrica S.A., programarea unităților dispecerizate și dispecerizarea propriu-zisă.*

Descriptori: piața de energie electrică, programare, dispecerizare, lacuri de acumulare

## Introducere

În cursul anului 2000, sectorul energiei din România a cunoscut profunde transformări, atât organizatorice, cât și funcționale. Separarea fostei structuri integrate pe verticală, CONEL, în entități economice distincte, introducerea relațiilor comerciale între acestea și trecerea la programarea funcționării unităților dispecerizabile pe baza ofertelor producătorilor s-au realizat într-o perioadă de timp relativ scurtă. Pe lângă avantaje, perioada tranzitorie redusă creează dificultăți în evaluare, în separarea influențelor inevitabile ale factorilor externi de efectele transformărilor menționate. Din nefericire, printre factorii externi s-au numărat o perioadă de secetă accentuată și o creștere semnificativă a prețurilor la hidrocarburi pe plan mondial, al cărui impact pe piața internă a fost accentuat de continua devalorizare a monedei naționale.

Lucrarea de față face o analiză a influențelor pieței de energie și a secetei asupra volumului de apă din acumulări, pe durata anului 2000. Autorii nu doresc să acuze pe nimeni și nu caută vinovați, ci doar compară dinamica rezervei de energie în lacuri în anul 2000 cu media anilor 1997–1999, identificând, pe cât posibil, influențele factorilor externi.

## 1. Analiza variației rezervei de energie din marile lacuri din România

Pentru început, trebuie amintit faptul că volumul de apă din acumulările hidroenergetice are o variație anuală tipică. Astfel, într-un an cu profil hidrologic normal, începând cu luna aprilie volumul de apă acumulat crește sub influența viiturilor de primăvară, atingând un maxim în luna iunie. În funcție de regimul pluviometric pe timpul verii, acest volum se menține sau scade ușor până la sfârșitul toamnei. Iarna, datorită aportului redus al precipitațiilor, volumul de apă din marile lacuri scade accentuat, pentru a atinge un minim în luna martie. Această variație lunară are drept principale cauze necesitatea asigurării constante a unui volum de servicii de sistem în condițiile unui aport de apă neuniform, sezonier.

În cursul anului 2000, sunt cinci perioade cu caracteristici distincte privind dinamica volumului de apă acumulat. Pentru comparație, în figura 1 și tabelul 1 este prezentată variația rezervei de energie în marile lacuri, în ultimii trei ani.

### *1.1. Rezerva de energie în perioada lunilor ianuarie-mai*

Regimul hidrologic al anului 2000 a corespuns mediei ultimilor trei ani până la sfârșitul lunii mai. Rezerva de energie în marile lacuri avea, la data de 31 mai, valoarea de 2375,6 GWh, ce corespunde unui grad de umplere de 84,07 %, valori apropiate de valorile medii ale ultimilor trei ani.

În perioada ianuarie–mai programarea unităților dispecerizabile s-a realizat la nivel central în cadrul C.N. CONEL S.A., deși existau încă

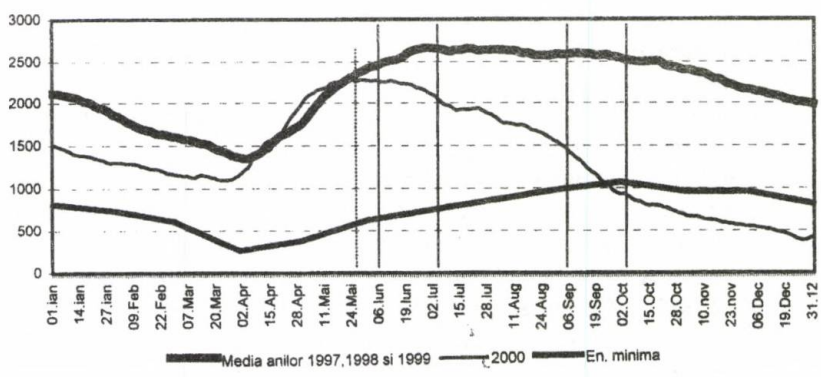



Fig. 1. Rezerva de energie în marile lacuri.

*Tabelul 1*

**Rezerva de energie în marile lacuri [GWh]**

| | 01 mai | 25 mai | 01 iun. | 01 iul | 01 sept. | 1 oct. |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Media anilor 1997,1998,1999 | 1791 | 2325 | 2424 | 2661 | 2589 | 2538 |
| Anul 2000 | 2037 | 2267 | 2267 | 2101 | 1524 | 930 |
| Energia minimă | 393 | 579 | 625 | 749 | 985 | 1070 |

* Autoritatea Națională de Reglemenatre în Domeniul Energiei - ANRE
** S.C. Hidroelectrica S.A.

de la începutul anului contracte semnate pentru producerea unor cantități lunare de energie electrică de către filialele de producere. În consecință, în această perioadă conducerea sistemului energetic s-a realizat conform practicilor companiei integrate pe verticală. Totodată, în cadrul entităților producătoare și la nivelul operatorului pieței s-a organizat sistemul de ofertare a unităților dispecerizabile de producere a energiei electrice.

*1.2. Rezerva de energie în perioada lunii iunie*

În luna iunie nu intervin modificări în modul de conducere a SEN. Sistemul de ofertare a unităților dispecerizabile a funcționat în continuare în regim de testare, în timp ce programarea producției se realiza la nivelul C.N. CONEL S.A. Operatorul de sistem dispecerizează în continuare unitățile de producere, fără a ține seama de ordinea de merit elaborată de către operatorul pieței. În această lună începe însă să se manifeste ca element perturbator seceta, ceea ce face ca rezerva de energie în marile lacuri să scadă în loc să crească, așa cum se întâmplă în cursul unui an normal. În valoare absolută rezerva de energie în marile lacuri scade la 2222,7 GWh la sfârșitul lunii iunie, în condițiile în care media pe ultimii trei ani a fost de circa 2700 GWh (cu 21 % mai mult). În consecință gradul de umplere scade la 78,87 %.

*1.3. Rezerva de energie în perioada lunilor iulie și august*

Teoretic, din luna iulie piața angro de energie electrică începe să funcționeze. Conform reglementărilor, producătorii sunt obligați să oferteze toate unitățile dispecerizabile disponibile. Urmărind acoperirea consumului prognozat în condițiile obținerii unui preț marginal de sistem minim, operatorul pieței plasează în ordinea de merit mai întâi unitățile cu restricții, inclusiv unitățile cu care se asigură producerea energiei contractate, apoi restul unităților dispecerizabile, în ordinea prețului ofertat al energiei. O serie de probleme inerente perioadei de început au făcut ca programarea efectuată de operatorul pieței să nu fie utilizată de către operatorul de sistem în dispecerizare. Ca efect, energia hidro produsă a fost în medie cu 18,4 % sub valorile de contract în luna iulie și cu 13,3 % în luna august. De menționat că și ofertele S.C. Hidroelectrica S.A. au ținut seama de secetă, cantitățile programate de operatorul pieței angro rezultând, de regulă, sub valorile de contract.

Lipsa precipitațiilor a făcut ca rezerva de energie în marile lacuri să scadă în continuare, atingând valoarea de 1944,37 GWh – grad de umplere 70,47 % la sfârșitul lunii iulie, respectiv 1607,87 GWh și 58,81 % la sfârșitul lunii august.

Figura 2 prezintă cantitățile lunare de energie contractate de S.C. Hidroelectrica S.A., comparativ cu cantitățile de energie efectiv produse.

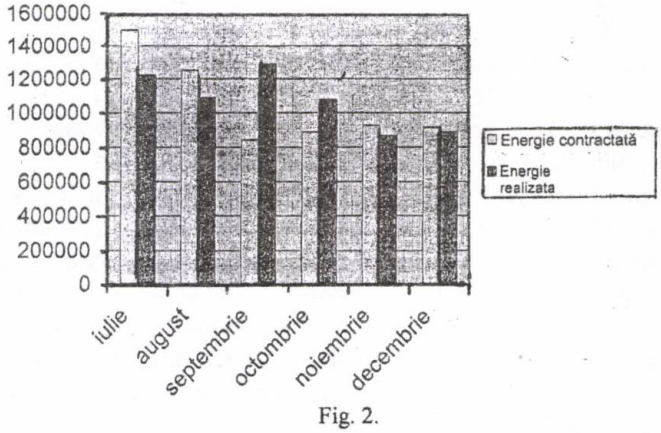



Fig. 2.

*1.4. Rezerva de energie în perioada lunii septembrie*

Luna septembrie s-a dovedit a fi, din punct de vedere energetic, cea mai dificilă perioadă a anului 2000. Revizia anuală a grupului nuclear și indisponibilitățile grupurilor termoelectrice au dus la o utilizare masivă a resurselor hidroenergetice pe fondul absenței aproape totale a precipitațiilor. Din nou ofertele S.C. Hidroelectrica S.A. și programarea efectuată de S.C. OPCOM S.A. nu au fost utilizate integral în dispecerizare. Astfel, la valori de contract ce însumau 838048 MWh și o valoare programată de către operatorul pieței de 1074745 MWh, unitățile S.C. Hidroelectrica S.A. sunt dispecerizate să producă 1285827 MWh, adică o valoare cu 19,6 % mai mare decât programarea efectuată de S.C. OPCOM S.A. și cu 53 % mai mult decât valorile din contract. În condițiile date, operatorul de sistem a evitat aplicarea normativelor de limitări și implicit reducerea consumului, prin utilizarea centralelor hidroelectrice. În aceste condiții, rezerva de energie în marile lacuri de acumulare a scăzut rapid, atingând la sfârșitul lunii septembrie valoarea de 1003,3 GWh, ceea ce corespunde unui grad de umplere de 40,52 %. Dacă în lunile precedente gradul de umplere a scăzut cu circa 15 % pe lună, în luna septembrie se atinge un adevărat record, scăderea fiind de aproape 46 % într-o lună.

Se remarcă faptul că suboferta S.C. Termoelectrica S.A. a dus și la o programare, efectuată de operatorul pieței, a funcționării unităților hidroenergetice peste valorile de contract.

*1.5. Rezerva de energie în perioada lunilor octombrie–decembrie*

Spre deosebire de perioadele anterioare, în perioada ultimelor trei luni ale anului 2000 piața angro de energie electrică a funcționat normal. Dacă în lunile precedente, din

diverse motive, ordinea de merit nu era tradusă în realitate de către Operatorul de Sistem, în această perioadă dispecerizarea se realizează pe baza programării S.C. OPCOM S.A. Ca efect, diferențele dintre valorile de contract, valorile programate și producția hidroenergetică se reduc treptat. Se remarcă totuși o producție suplimentară față de contract de circa 20 % în luna octombrie. Rezerva de energie în marile lacuri scade relativ constant, ajungând la valoarea de 472,6 GWh la sfârșitul anului. Gradul de umplere corespunzător este de 21,2 %.

Se poate observa faptul că scăderea rezervei de apă a avut aproximativ aceeași pantă cu media celor trei ani anteriori considerați ca referință.

## 2. Flexibilitatea mecanismelor de piață

Seceta este un factor perturbator ce nu poate fi luat în considerare în faza de stabilire a cantităților din contractele de portofoliu, mai ales în cazul semnării acestora pentru o perioadă de cinci ani. Reglementările oferă însă o serie de mecanisme care să asigure flexibilitatea necesară în funcționarea pieței angro de energie electrică și utilizarea resursei hidroenergetice în raport cu disponibilitatea acesteia. Astfel, în perioada iulie 2000 – martie 2001 a funcționat un mecanism de decontare între S.C. Termoelectrica S.A. și S.C. Hidroelectrica S.A., pe baza art.150 din *Codul comercial al pieței angro de energie electrică* [1]. Începând cu luna aprilie 2001 s-a eliminat rigiditatea cantităților din contractele de portofoliu, introducându-se o flexibilitate de +/- 5 % [3]. Totdată, reglementările permit, în cazuri justificate (de exemplu secetă), modificarea cantităților din contractele de portofoliu. Dacă dispecerizarea unităților de producere s-a realizat în a doua jumătate a anului 2000 mai mult sau mai puțin în conformitate cu ordinea de merit stabilită de S.C. OPCOM S.A., decontările în piață s-au efectuat pe baza calculelor operatorului pieței, cu aplicarea art. 150 din *Codul comercial al pieței angro.*

## Concluzii

Funcționarea centralelor hidroelectrice și în special exploatarea volumului de apă din acumulări în cursul anului 2000, au fost adeseori aduse ca argument în susținerea teoriilor catastrofice privind efectele pieței angro de energie electrică. Voit sau nu, susținătorii acestei teorii uită, sau minimizează, atât efectul secetei, cât și faptul că în perioada anului în care s-a realizat o golire accentuată și atipică a lacurilor piața angro de energie electrică practic nu a funcționat.

Prin comparație cu trei ani precedenți, considerați a fi ani hidrologici buni, se constată că golirea lacurilor a avut loc în perioada iunie–septembrie, perioadă în care piața de energie electrică se afla într-o fază incipientă, iar dispecerizarea nu se realiza pe baza ofertelor producătorilor și a programării efectuate de S.C. OPCOM S.A. Ritmul maxim al acestui proces s-a înregistrat în luna septembrie, pe fondul opririi unității nucleare. O funcționare relativ normală a pieței în ultimele trei luni ale anului, a dus la un ritm al golirii lacurilor identic cu cel înregistrat în anii precedenți.

În concluzie, se consideră că dinamica volumului de apă acumulat în marile amenajări hidroenergetice în anul 2000 și scăderea accentuată a acestuia în lunile de vară, a fost o consecință a secetei și nu a introducerii mecanismelor de piață la vânzarea angro a energiei electrice.

Trebuie remarcat și faptul că în ciuda secetei prelungite, consumatorii din România nu au suferit reduceri ale sarcinii prin deconectări și nici nu s-a apelat la importuri semnificative de energie electrică.

Pentru că seceta și alte influențe externe nu pot fi anticipate, reglementările privind piața de energie electrică prevăd mecanisme flexibile, care să prevină utilizarea nerațională a resurselor hidroenergetice.

**BIBLIOGRAFIE**

[1] ANRE – *Cod comercial al pieței angro de energie electrică* – 1999.

[2] ANRE – *Regulament de programare și dispecerizare a SEN* – 1999.

[3] ANRE – *Decizia 373 privind aranjamentele comerciale din piața angro de energie electrică* .

[4] Date furnizate de S.C. OPCOM S.A., S.C. Hidroelectrica S.A., C.N. Transelectrica S.A.

**Referent: ing. Paul Gheorghiescu – S.C. Hidroelectrica S.A.**

**(Primit la 5 iulie 2001, acceptat la 17 septembrie 2001)**

# Modul de acoperire a curbei de sarcină de către centralele electrice din sistemul electroenergetic național în procesul de fundamentare a contractelor de vânzare/cumpărare de pe piața energiei electrice

**ing. Anton VLĂDESCU***
**ing. Floarea BREAZU***
**ing. Otilia MARIN***
**ing. Oltița VELCESCU***
**mat. Gheorghe VÂLCEREANU***

*C.N. Transelectrica S.A., ca entitate neutră pe piața energiei electrice, fundamentează contractele de portofoliu de vânzare/cumpărare a energiei electrice între producătorii aparținând S.C. Termoelectrica S.A. și S.C. Hidroelectrica S.A. și principalul furnizor S.C. Electrica S.A. În acest scop, pentru perioada de contractare se simulează funcționarea ansamblului centralelor electrice (considerând încărcarea pe baza ordinii de merit): termo, hidro și nucleară, pentru a se estima participarea celor două companii de generare a energiei electrice (și termice) pe fiecare interval bază de decontare (IBD) al curbei de sarcină și a se profila prețurile reglementate pe fiecare IBD.*

*Lucrarea prezintă participarea centralelor hidroelectrice la acoperirea sarcinii electrice în diverse perioade caracteristice ale anului, așa cum a rezultat din simularea efectuată cu ocazia fumdamentării contractelor pentru anul 2001.*

Descriptori: piața energiei electrice, contracte de portofoliu de vânzare/cumpărare, funcționarea centralelor hidroelectrice

## 1. Caracteristici ale contractelor de portofoliu de vânzare/cumpărare a energiei electrice pe piața reglementată

Una din cele mai importante măsuri în procesul de liberalizare a sectorului energetic în România o reprezintă reglementarea, de către ANRE, a relațiilor comerciale între producătorii și furnizorii de energie electrică prin contractele cadru interimare de vânzare/cumpărare a energiei electrice (procedura cod 30.2.300.0.02.17/08/1999).

Contractul de portofoliu (CP) reprezintă contractul ferm încheiat între un producător și un distribuitor/furnizor, prin care, pentru fiecare interval bază de decontare (IBD) se stabilesc cantitățile totale și prețurile de vânzare/cumpărare a energiei electrice.

Întrucât pentru acest tip de contract prețul mediu de vânzare/cumpărare este reglementat pentru fiecare producător, pentru fiecare IBD se stabilește variația prețului mediu pe baza variației costului marginal pe sistem, astfel încât pe ansamblul cantității de energie tranzacționată anual să se realizeze prețul reglementat al producătorului. Variația costului marginal pe sistem reflectă condițiile în care cererea variabilă de energie electrică este acoperită de parcul disponibil de grupuri în condiții economice.

Intervalul bază de decontare reglementat este durata unei ore.

Cantitățile și prețurile de contract se referă la cele 24 intervale orare pentru fiecare din cele 48 de zile standard definite pentru un an. Sunt definite 4 zile standard lunare: L, V; Ma, Mi, J; S; D + sărbători legale. Aceste zile standard se obțin prin medierea zilelor calendaristice de același tip dintr-o lună.

Cantitățile de energie și prețurile de contract pentru fiecare producător se determină pe baza simulării funcționării optime a sistemului de producție după ordinea de merit, utilizând un program de calcul recunoscut pe piață. Prin acest contract, producătorul nu este obligat să producă întreaga cantitate de energie contractată în capacitățile proprii, putând cumpăra de pe piață o parte din aceasta.

Contractele, fundamentate pe baza unor metode reglementate, împreună cu mecanismul de ofertare aferent, permit programarea funcționării SEN pe baze economice.

## 2. Fundamentarea contractelor de portofoliu de vânzare/cumpărare a energiei electrice

Fundamentarea contractelor de portofoliu constă în determinarea cantităților și prețurilor de livrare a energiei electrice de către fiecare producător către furnizor, pe fiecare IBD al zilelor standard din cadrul anului de contract.

### 2.1. Metodologie – programul PowrSym3

Pentru simularea funcționării optime a grupurilor din sistemul de producere, conform procedurii ANRE amintite se utilizează programul de calcul PowrSym3. Acest program a fost dezvoltat de firmele Operation Simulation Associates, Inc – SUA și SEP – Olanda, a fost primit de RENEL în anul 1996 în cadrul unui proiect PHARE și a fost folosit de CONEL din anul 1997 pentru activitatea de planificare energetică. Criteriul de optimizare al programului este minimizarea cheltuielilor de funcționare în acoperirea cererii de consum de energie electrică (și termică).

Programul realizează:

- Simularea oră de oră a funcționării optime a unui parc de centrale termoelectrice (de condensație și de cogenerare), hidroelectrice și nuclearoelectrice, pentru acoperirea cererii de energie electrică pe ansamblul sistemului și a cererilor zonale de energie

* C.N. Transelectrica S.A.

termică, separat pentru consum urban şi consum industrial.

• Determinarea încărcării orare a grupurilor generatoare pe baza ordinii de merit – ordine crescătoare a cheltuielilor variabile de producţie pe megawatt-oră –, determinate pe baza caracteristicii de eficienţă energetică a fiecărui grup generator.

• Luarea în considerare a restricţiilor impuse de procedura ANRE menţionată pentru simularea funcţionării SEN şi încheierea contractelor de portofoliu, repectiv:

- preluarea integrală a producţiei livrate de centrala nuclearoelectrică şi a energiei electrice livrate în termoficare;

- asigurarea restricţiilor aferente funcţionării centralelor hidroelectrice (puteri şi energii obligate pentru centrale pe firul apei, energii productibile săptămânal pentru centrale cu lacuri de acumulare);

- asigurarea producţiei de energie electrică pe lignit şi huilă la nivelul contractelor de aprovizionare cu combustibil;

- asigurarea restricţiilor de reţea necesare funcţionării în condiţii de siguranţă a sistemului electroenergetic naţional.

### 2.2. Date de bază necesare

Datele de intrare necesare se pot clasifica în trei mari categorii:

▪ *date de ansamblu*:

- consumul de energie electrică pe total sistem, oră de oră;

- sarcina termică urbană şi industrială pe fiecare zonă de consum, oră de oră;

- structura de grupuri avute la dispoziţie în cadrul anului de contract;

- cantităţile de cărbune din producţie internă şi din import planificate a fi consumate în centrale;

- importurile şi exporturile de energie electrică prevăzute;

▪ *date pentru grupurile hidrogeneratoare:*

- energia productibilă săptămânal;

- puterea disponibilă minimă şi maximă săptămânală;

- puterea maximă disponibilă de scurtă durată;

- cheltuieli de exploatare.

Valorile energiei productibile şi ale puterilor minime şi maxime iau în considerare programul de reparaţii planificate;

▪ *date pentru fiecare grup termogenerator*:

• date tehnice:

- caracteristica de consum de combustibil: B=f ($P_{MW}$, $Q_{Gcal/h}$) [GJ/h];

- tipul şi puterea calorifică a combustibilului utilizat;

- perioadele explicite pentru indisponibilităţi planificate (reparaţii, conservări etc.);

- coeficientul mediu de avariere;

- posibilitatea de participare la rezerva reglaj secundar;

- viteza de încărcare/descărcare;

- diagrama de funcţionare *P/Q* (pentru grupurile în cogenerare);

• date economice:

- cheltuieli *fixe* şi *variabile* de exploatare şi întreţinere (în mod distinct);

- costul combustibilului la centrală;

- costul unei porniri a grupului.

### 2.3. Rezultate PowrSym3

Programul poate fi rulat pentru intervale de la o zi la un an, iar rezultatele pot fi obţinute la nivel orar, zilnic, săptămânal, lunar sau anual. Rezultatele se pot prezenta, după dorinţa utilizatorului, la nivel de grup generator, centrală sau categorii de centrale, respectiv:

▪ producţiile de energie, pe fiecare unitate definită;

▪ consumul de combustibil, pe fiecare unitate definită;

▪ costurile de producţie totale şi pe componente – combustibili, cheltuieli variabile şi fixe de exploatare şi întreţinere, costul pornirilor;

▪ valorile orare ale costului marginal de producţie pe sistem, definit ca fiind egal cu cheltuielile variabile suplimentare pe ansamblul sistemului la creşterea cererii de energie electrică peste valoarea considerată ($/MWh);

▪ indicatori de fiabilitate ai sistemului – energia probabil nelivrată şi probabilitatea de neasigurare a sarcinii electrice.

Trebuie menţionată în mod special importanţa deosebită a corectitudinii datelor de intrare, de care depinde în mod esenţial calitatea rezultatelor. Dacă datele nu reflectă în mod corect realitatea (spre exemplu, caracteristicile de consum ale grupurilor, puterile minime disponibile ale grupurilor, planificarea reparaţiilor) este afectată încărcarea după ordinea de merit, respectiv planificarea funcţionării şi utilizarea eficientă a resurselor energetice.

### 2.4. Modul de încărcare a centralelor electrice din SEN

Intervalul de timp pe care modelul PowrSym3 îl iterează pentru a efectua încărcarea optimă a centralelor electrice este *săptămâna.* De aceea, datele de intrare utilizate pentru centralele hidroelectrice – producţia de energie electrică, puterea maximă, puterea minimă – sunt pregătite pe bază săptămânală. Principiul de bază al *încărcării optime a centralelor din sistem* constă în repartizarea orară a producţiei centralelor hidroelectrice astfel încât cheltuielile totale rezultate din funcţionarea centralelor hidroelectrice şi a centralelor termoelectrice (clasice şi nucleare) să fie minime.

Cheltuielile totale de funcţionare ale centralelor sunt minime atunci când cheltuielile variabile, care sunt dependente de producţia de energie electrică, sunt minime. Cheltuielile fixe ale parcului de grupuri declarat la dispoziţia sistemului în perioada analizată fiind constante nu pot fi optimizate.

Cheltuielile minime de funcţionare a centralelor hidro- şi termoelectrice într-un interval de timp se obţin prin:

• încărcarea, în ordine economică, a grupurilor, după nivelul cheltuielilor variabile;

• funcţionarea cu sarcină cât mai constantă a grupurilor termoelectrice în intervalul de analiză şi un număr minim de porniri/opriri.

Conform acestui principiu, acoperirea curbei orare de sarcină a sistemului în cadrul unei săptămâni este realizată de modelul PowrSym3 astfel:

• se încarcă centralele hidroelectrice la puterea minimă obligată, rezultând energia electrică aferentă acestei puteri (cota de bază); prin aceasta se respectă restricţia 1 (art. 3.2.2) din "*Regulamentul de programare şi dispecerizare ale sistemului electroenergetic naţional*";

• restul de energie electrică aferentă centralelor hidroelectrice (cota variabilă) se obţine, în mod iterativ, prin încărcarea orară a fiecărei centrale, astfel încât să nu se depăşească puterea maximă, să se utilizeze toată energia hidro disponibilă în săptămână şi să rezulte o curbă de sarcină rămasă de acoperit de centralele termoelectrice cât mai aplatisată;

• se încarcă grupurile termo în ordinea economică pentru partea rămasă neacoperită din curba de sarcină.

Pentru exemplificarea modului de acoperire a curbei de sarcină în procesul de fundamentare a contractelor de vânzare/cumpărare de pe piaţa energiei electrice utilizând modelul PowrSym3 s-au selectat câte o zi de lucru (miercuri) şi o zi de sărbătoare (duminică) la golul anual de sarcină (lunile mai şi august) şi vârful anual de sarcină (luna decembrie) (figurile 1-6 şi tabelul 1) din simularea efectuată pentru anul 2001.

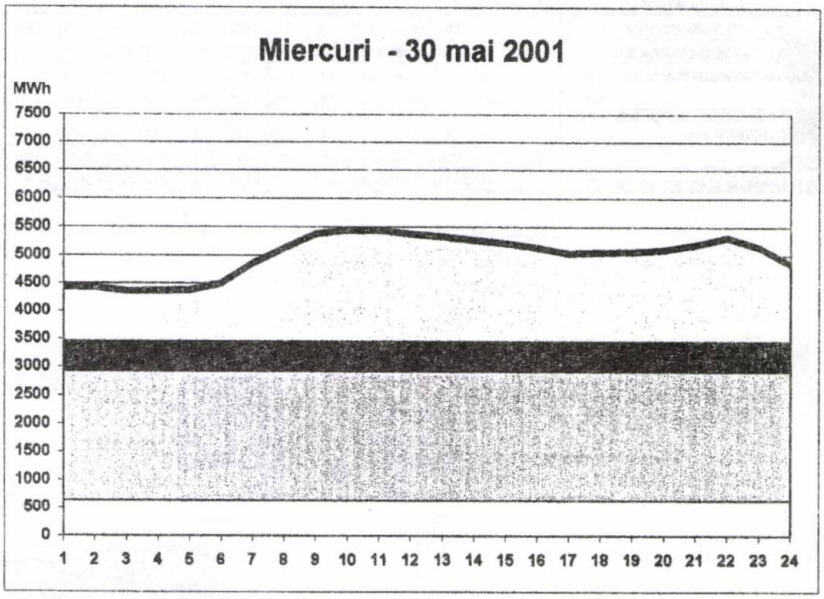
Din analiza modului de acoperire a curbei electrice de sarcină a sistemului se constată următoarele:

- Centralele hidroelectrice participă la acoperirea zonei de bază a curbei de sarcină cu energia electrică aferentă puterii minime corespunzătoare debitelor de servitute şi altor restricţii de utilizare a apei din amenajările hidroenergetice. Restul de energie aferentă acestor centrale participă exclusiv la acoperirea zonei variabile a curbei de sarcină.

- Centralele hidroelectrice au o cotă de participare diferită în cursul unui an, corespunzător evoluţiei hidraulicităţii şi evoluţiei sarcinii electrice. Astfel, în lunile mai şi august, în care valoarea lunară a cererii de energie electrică este practic aceeaşi şi este cea mai scăzută din an (golul de sarcină), centralele hidroelectrice acoperă circa 40 % şi respectiv circa 26 % din cererea lunară de energie electrică, datorită condiţiilor hidrologice mult mai favorabile ale lunii mai. În acelaşi timp, în luna decembrie, cu toate că hidraulicitatea este mai mare decât în luna august, proporţia centralelor hidroelectrice este aproximativ aceeaşi cu cea din luna august (27 %), datorită faptului că în luna decembrie se atinge vârful anual al sarcinii electrice.

- Centralele hidroelectrice participă cu o cotă semnificativ mai mare în zilele de lucru decât în zilele de sărbătoare, datorită reducerii sarcinii electrice şi aplatisării curbei în zilele de sărbătoare faţă de cele de lucru.

- Costul marginal al sistemului este mai mare în perioada de vară decât în cea de iarnă, deoarece participarea energiei hidroelectrice este mai redusă, iar o serie de grupuri de termoficare sunt oprite vara din lipsa sarcinii termice de încălzire. Producţia centralelor termoelectrice este asigurată, în

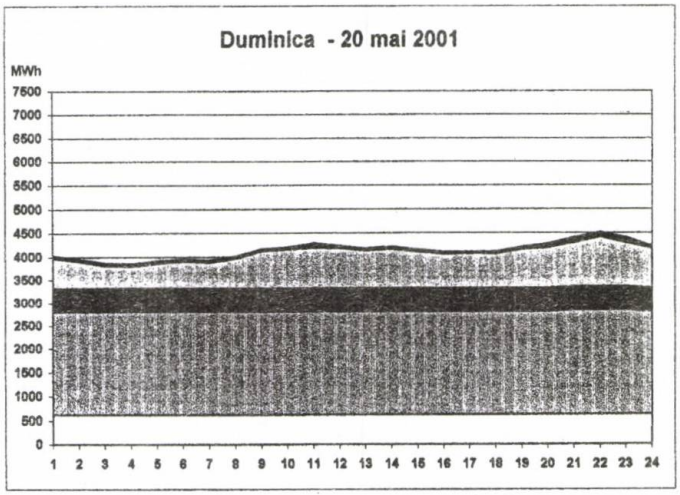



| PRODUCATORI | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| S.N. NUCLEARELECTRICA S.A. | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 |
| S.C. TERMOELECTRICA S.A. | 2300 | 2300 | 2300 | 2300 | 2300 | 2300 | 2300 | 2300 | 2300 | 2300 |
| S.C. HIDROELECTRICA S.A. - baza | 514 | 514 | 514 | 514 | 514 | 514 | 514 | 514 | 514 | 514 |
| - virf | 942 | 940 | 873 | 877 | 886 | 1011 | 1372 | 1646 | 1901 | 1961 |
| PROD. INDEP. + AUTOPROD. + S.C. ELECTRICA S.A. | 82 | 82 | 82 | 82 | 82 | 82 | 82 | 82 | 82 | 82 |
| TOTAL | 4467 | 4465 | 4399 | 4403 | 4412 | 4537 | 4898 | 5172 | 5426 | 5487 |
| Costul marginal al sistemului - $/MWh | 26,62 | 26,62 | 26,62 | 26,62 | 26,62 | 26,62 | 26,62 | 26,62 | 26,62 | 26,62 |

- MWh -

| 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 15120 |
| 2300 | 2300 | 2300 | 2300 | 2300 | 2300 | 2300 | 2300 | 2300 | 2300 | 2300 | 2300 | 2300 | 2300 | 55191 |
| 514 | 514 | 514 | 514 | 514 | 514 | 514 | 514 | 514 | 514 | 514 | 514 | 514 | 514 | 12335 |
| 1959 | 1899 | 1849 | 1791 | 1732 | 1654 | 1554 | 1572 | 1585 | 1619 | 1709 | 1836 | 1662 | 1359 | 36190 |
| 82 | 82 | 82 | 82 | 82 | 82 | 82 | 82 | 82 | 82 | 82 | 82 | 82 | 82 | 1975 |
| 5485 | 5425 | 5375 | 5317 | 5258 | 5180 | 5080 | 5098 | 5110 | 5145 | 5235 | 5362 | 5188 | 4885 | 120810 |
| 26,62 | 26,62 | 26,62 | 26,62 | 26,62 | 26,62 | 26,62 | 26,62 | 26,62 | 26,62 | 26,62 | 26,62 | 26,62 | 26,62 | |

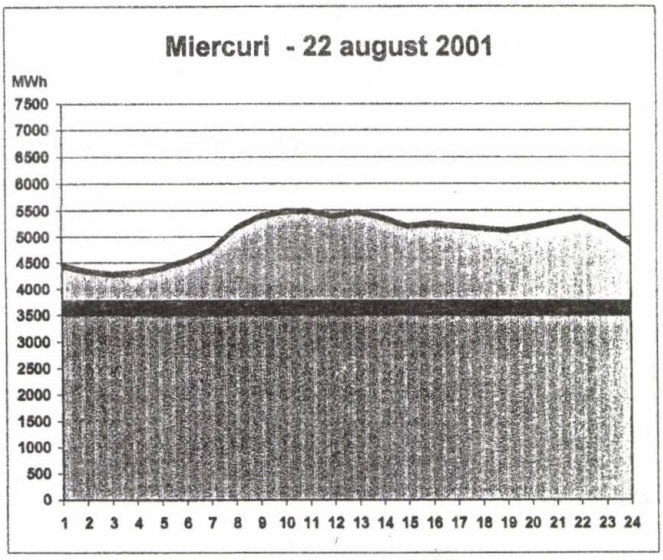
Fig. 1. Acoperirea curbei orare în ziua de lucru, la golul anual al sarcinii electrice.




- MWh -

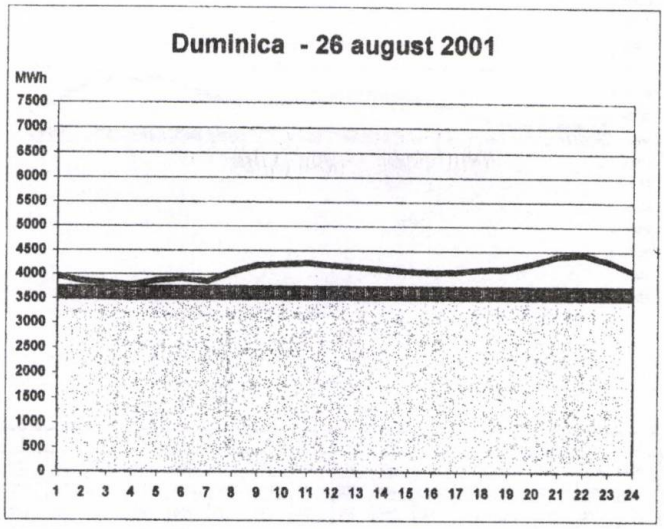
| PRODUCATORI | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| S.N. NUCLEARELECTRICA S.A. | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 15120 |
| S.C. TERMOELECTRICA S.A. | 2176 | 2176 | 2176 | 2176 | 2176 | 2176 | 2176 | 2176 | 2176 | 2176 | 2176 | 2176 | 2176 | 2176 | 2176 | 2176 | 2176 | 2176 | 2176 | 2176 | 2207 | 2207 | 2207 | 2176 | 52311 |
| S.C. HIDROELECTRICA S.A. - baza | 514 | 514 | 514 | 514 | 514 | 514 | 514 | 514 | 514 | 514 | 514 | 514 | 514 | 514 | 514 | 514 | 514 | 514 | 514 | 514 | 514 | 514 | 514 | 514 | 12335 |
| - virf | 650 | 582 | 497 | 481 | 541 | 582 | 558 | 645 | 803 | 834 | 872 | 863 | 810 | 844 | 782 | 737 | 745 | 742 | 838 | 872 | 946 | 1062 | 946 | 854 | 18087 |
| PROD. INDEP. + AUTOPROD. + S.C. ELECTRICA S.A. | 52 | 52 | 52 | 52 | 52 | 52 | 49 | 42 | 42 | 42 | 96 | 42 | 42 | 42 | 42 | 42 | 42 | 42 | 42 | 77 | 98 | 98 | 98 | 42 | 1337 |
| TOTAL | 4022 | 3954 | 3868 | 3853 | 3913 | 3954 | 3927 | 4007 | 4165 | 4196 | 4288 | 4224 | 4172 | 4206 | 4144 | 4099 | 4107 | 4104 | 4200 | 4269 | 4395 | 4511 | 4395 | 4216 | 99190 |
| Costul marginal al sistemului - $/MWh | 24,43 | 24,43 | 24,43 | 24,43 | 24,43 | 24,43 | 24,43 | 24,43 | 24,43 | 24,43 | 24,43 | 24,43 | 24,43 | 24,43 | 24,43 | 24,43 | 24,43 | 24,43 | 24,43 | 24,43 | 24,43 | 24,43 | 24,43 | 24,43 | |

Fig. 2. Acoperirea curbei orare în ziua de sărbătoare, la golul anual al sarcinii electrice.



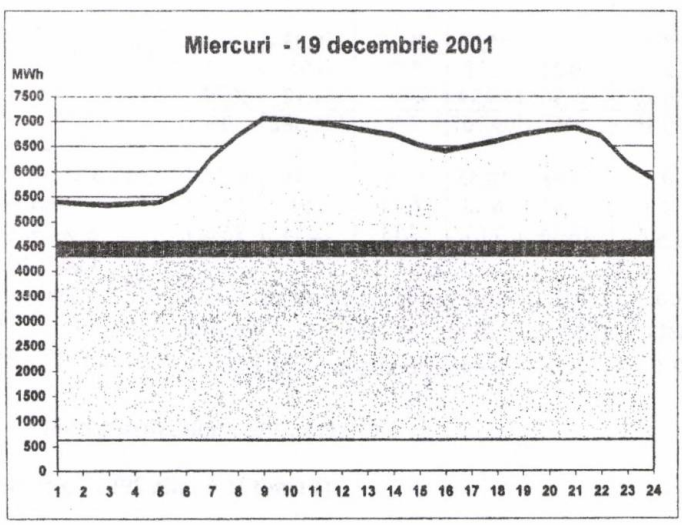

| PRODUCATORI | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| S.N. NUCLEARELECTRICA S.A. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| S.C. TERMOELECTRICA S.A. | 3499 | 3499 | 3499 | 3499 | 3499 | 3499 | 3499 | 3499 | 3499 | 3499 | 3499 | 3499 | 3499 | 3499 | 3499 | 3499 | 3499 | 3499 | 3499 | 3499 | 3499 | 3499 | 3499 | 3499 |
| S.C. HIDROELECTRICA S.A. - baza | 266 | 266 | 266 | 266 | 266 | 266 | 266 | 266 | 266 | 266 | 266 | 266 | 266 | 266 | 266 | 266 | 266 | 266 | 266 | 266 | 266 | 266 | 266 | 266 |
| - virf | 649 | 538 | 478 | 502 | 590 | 740 | 939 | 1361 | 1586 | 1675 | 1675 | 1582 | 1662 | 1555 | 1396 | 1448 | 1400 | 1359 | 1322 | 1386 | 1483 | 1570 | 1391 | 1056 |
| PROD. INDEP. + AUTOPROD. + S.C. ELECTRICA S.A. | 72 | 72 | 72 | 72 | 72 | 72 | 72 | 72 | 72 | 72 | 72 | 72 | 72 | 72 | 72 | 72 | 72 | 72 | 72 | 72 | 72 | 72 | 72 | 72 |
| TOTAL | 4485 | 4373 | 4313 | 4338 | 4426 | 4576 | 4775 | 5197 | 5421 | 5511 | 5511 | 5417 | 5497 | 5391 | 5232 | 5283 | 5236 | 5195 | 5158 | 5221 | 5319 | 5406 | 5227 | 4892 |

Fig. 3. Acoperirea curbei orare în ziua de lucru, la golul de vară al sarcinii electrice.




| PRODUCATORI | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| S.N. NUCLEARELECTRICA S.A. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| S.C. TERMOELECTRICA S.A. | 3488 | 3488 | 3488 | 3471 | 3488 | 3488 | 3488 | 3488 | 3488 | 3488 | 3488 | 3488 | 3488 | 3488 | 3488 | 3488 | 3488 | 3488 | 3488 | 3488 | 3488 | 3488 | 3488 | 3488 |
| S.C. HIDROELECTRICA S.A. - baza | 266 | 266 | 266 | 266 | 266 | 266 | 266 | 266 | 266 | 266 | 266 | 266 | 266 | 266 | 266 | 266 | 266 | 266 | 266 | 266 | 266 | 266 | 266 | 266 |
| - virf | 175 | 64 | 39 | 3 | 84 | 122 | 69 | 258 | 397 | 421 | 448 | 395 | 368 | 325 | 275 | 254 | 262 | 314 | 335 | 448 | 598 | 638 | 498 | 286 |
| PROD. INDEP. + AUTOPROD. + S.C. ELECTRICA S.A. | 82 | 82 | 82 | 82 | 82 | 82 | 82 | 82 | 82 | 82 | 82 | 82 | 82 | 82 | 82 | 82 | 82 | 82 | 82 | 82 | 82 | 82 | 82 | 82 |
| TOTAL | 4010 | 3899 | 3874 | 3822 | 3920 | 3957 | 3905 | 4093 | 4232 | 4257 | 4283 | 4230 | 4203 | 4160 | 4111 | 4089 | 4097 | 4149 | 4170 | 4283 | 4433 | 4474 | 4334 | 4122 |

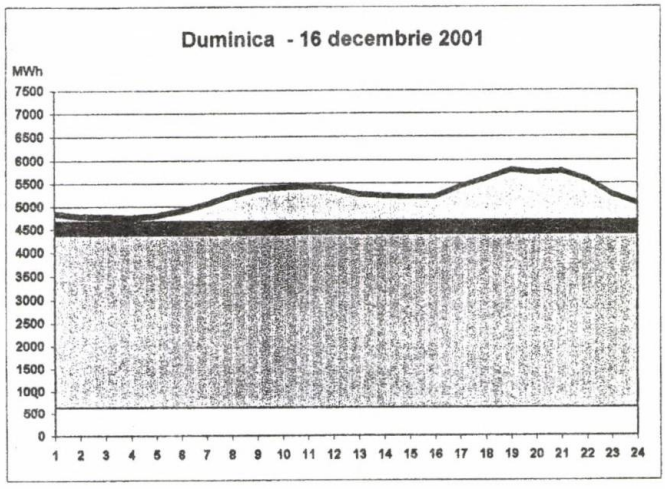
Fig. 4. Acoperirea curbei orare în ziua de sărbătoare, la golul de vară al sarcinii electrice.




- MWh -

| PRODUCATORI | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| S.N. NUCLEARELECTRICA S.A. | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 15120 |
| S.C. TERMOELECTRICA S.A. | 3672 | 3672 | 3672 | 3672 | 3672 | 3672 | 3672 | 3672 | 3672 | 3672 | 3672 | 3672 | 3672 | 3672 | 3672 | 3672 | 3672 | 3672 | 3672 | 3672 | 3672 | 3672 | 3672 | 3672 | 88129 |
| S.C. HIDROELECTRICA S.A. - baza | 288 | 288 | 288 | 288 | 288 | 288 | 288 | 288 | 288 | 288 | 288 | 288 | 288 | 288 | 288 | 288 | 288 | 288 | 288 | 288 | 288 | 288 | 288 | 288 | 6916 |
| - virf | 780 | 739 | 710 | 745 | 765 | 1013 | 1635 | 2075 | 2432 | 2404 | 2345 | 2286 | 2187 | 2094 | 1891 | 1776 | 1877 | 1981 | 2115 | 2192 | 2243 | 2080 | 1530 | 1222 | 41117 |
| PROD. INDEP. + AUTOPROD. + S.C. ELECTRICA S.A. | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 1480 |
| TOTAL | 5432 | 5390 | 5362 | 5397 | 5417 | 5665 | 6287 | 6727 | 7084 | 7056 | 6997 | 6937 | 6839 | 6746 | 6543 | 6428 | 6528 | 6633 | 6767 | 6844 | 6895 | 6732 | 6182 | 5874 | 152761 |
| Costul marginal al sistemului - $/MWh | 27,20 | 27,20 | 27,20 | 27,20 | 27,20 | 27,20 | 27,20 | 27,20 | 27,20 | 27,20 | 27,20 | 27,20 | 27,20 | 27,20 | 27,20 | 27,20 | 27,20 | 27,20 | 27,20 | 27,20 | 27,20 | 27,20 | 27,20 | 27,20 | |

Fig. 5. Acoperirea curbei orare în ziua de lucru, la vârful anual al sarcinii electrice.




- MWh -

| PRODUCATORI | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| S.N. NUCLEARELECTRICA S.A. | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 15120 |
| S.C. TERMOELECTRICA S.A. | 3755 | 3755 | 3755 | 3755 | 3755 | 3755 | 3755 | 3755 | 3755 | 3757 | 3765 | 3765 | 3765 | 3765 | 3765 | 3765 | 3765 | 3765 | 3765 | 3765 | 3765 | 3765 | 3765 | 3765 | 90260 |
| S.C. HIDROELECTRICA S.A. - baza | 288 | 288 | 288 | 288 | 288 | 288 | 288 | 288 | 288 | 288 | 288 | 288 | 288 | 288 | 288 | 288 | 288 | 288 | 288 | 288 | 288 | 288 | 288 | 288 | 6916 |
| - virf | 134 | 70 | 54 | 36 | 83 | 189 | 332 | 521 | 659 | 686 | 705 | 660 | 537 | 499 | 485 | 483 | 707 | 879 | 1061 | 1001 | 1035 | 860 | 528 | 333 | 12537 |
| PROD. INDEP. + AUTOPROD. + S.C. ELECTRICA S.A. | 83 | 83 | 83 | 83 | 83 | 83 | 83 | 83 | 83 | 80 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 1849 |
| TOTAL | 4891 | 4826 | 4810 | 4792 | 4839 | 4945 | 5088 | 5277 | 5415 | 5442 | 5461 | 5416 | 5293 | 5255 | 5241 | 5239 | 5463 | 5635 | 5817 | 5757 | 5791 | 5616 | 5284 | 5089 | 126682 |
| Costul marginal al sistemului - $/MWh | 27,18 | 27,18 | 27,18 | 27,18 | 27,18 | 27,18 | 27,18 | 27,18 | 27,18 | 27,18 | 27,18 | 27,18 | 27,18 | 27,18 | 27,18 | 27,18 | 27,18 | 27,18 | 27,18 | 27,18 | 27,18 | 27,18 | 27,18 | 27,18 | |

Fig. 6. Acoperirea curbei orare în ziua de sărbătoare, la vârful anual al sarcinii electrice.

*Tabelul 1*

| Energia electrică livrată în rate | Mai | | August | | Decembrie | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | [GWh] | [%] | [GWh] | [%] | [GWh] | [%] |
| 1. Total sistem | 3490 | 100 | 3448 | 100 | 4308 | 100 |
| din care: | | | | | | |
| - centrale hidroelectrice | 1391 | 39,86 | 905 | 26,25 | 1146 | 26,60 |
| 2. Total – ziua de lucru | 120,81 | 100 | 121,4 | 100 | 152,76 | 100 |
| din care: | | | | | | |
| - centrale hidroelectrice | 48,53 | 40,17 | 35,72 | 29,42 | 48,03 | 31,44 |
| * cota de bază | 12,34 | 10,21 | 6,38 | 5,26 | 6,91 | 4,52 |
| * cota de vârf | 36,19 | 29,96 | 29,34 | 24,17 | 41,12 | 26,92 |
| 3. Total – ziua de sărbătoare | 99,19 | 100 | 99,107 | 100 | 126,682 | 100 |
| din care: | | | | | | |
| - centrale hidroelectrice | 30,43 | 30,68 | 18,45 | 13,57 | 19,45 | 15,35 |
| * cota de bază | 12,34 | 12,44 | 6,38 | 6,44 | 6,91 | 5,45 |
| * cota de vârf | 18,09 | 18,24 | 7,07 | 7,13 | 12,54 | 9,90 |

principal, de grupurile de condensație pură. Fac excepție de la această situație lunile mai și iunie, care au o cotă de energie hidroelectrică mare (hidraulicitate mărită și sarcină electrică totală pe sistem scăzută).

**BIBLIOGRAFIE**

[1] ANRE – *Codul comercial al pieței angro de energie electrică*, cod: 22.2.130.01.05/07/99.

[2] ANRE – *Procedura pentru determinarea prețurilor și cantităților de energie electrică din contractele – cadru de portofoliu de vânzare/ cumpărare*, cod: 30.2.300.0.02.17/08/99.

[3] ANRE – *Regulament de programare și dispecerizare ale sistemului electroenergetic național*, cod: 18.1.216.0.01.10/06/99.

[4] Operation Simulation Associates, Inc. – *PowrSym3, A Chronological Power Simulation Model, Version 312a*, User's Manual, June 1996.

[5] Datele care au stat la baza contractelor de portofoliu pe piața reglementată pentru anul 2001.

**Referent : ing. Paul Gheorghiescu – S.C. Hidroelectrica S.A.**

**(Primit la 6 iulie 2001, acceptat la 17 septembrie 2001)**

# Optimizarea funcționării centralelor hidroelectrice de medie și mare cădere, având ca funcție obiectiv de optimizare obținerea maximului de energie pentru apa uzinată

prof. dr. ing. Alexandru George DIACON
prof. dr. ing. Eugen Constantin ISBĂȘOIU
as. ing. Mihaela CONSTANTINESCU*

*Pentru o valorificare cât mai eficientă a energiei apei, este necesară o încadrare optimă a funcționării unei centrale hidroelectrice (CHE) în intervale de cădere brută și putere electrică, astfel încât procesul de conversie a energiei să se desfășoare în zona de randamente sporite a caracteristicii de exploatare a centralei. Funcționarea CHE în aceste zone conduce la economii importante de energie electrică. Lucrarea exemplifică necesitatea acestor calcule printr-un studiu de caz, la CHE Mărișelu, CHE Motru, CHE Ruieni și CHE Râul Mare Retezat.*

Descriptori: cogenerare, turbine cu abur, indice de termoficare, retehnologizare

## Introducere

Puterea unei centrale hidroelectrice la un moment dat este dată de relația

$$P = 9{,}81\,\eta Q(t) H(t) \text{ [kW]}, \quad (1)$$

iar energia produsă este:

$$E = \int_0^T P(t)\,\mathrm{d}t\,. \quad (2)$$

În aceste relații generale $\eta$ este randamentul total al amenajării,

$$\eta = \eta_h \cdot \eta_{tb} \cdot \eta_g\,, \quad (3)$$

care se compune din:

- $\eta_h$ – randamentul hidraulic al amenajării $\eta_h = \eta_h(Q)$;
- $\eta_{tb}$ – randamentul turbinei, dat de caracteristica de exploatare a turbinei, în funcție de căderea netă $H_{net}$ și de debitul sau puterea mecanică a turbinei;
- $\eta_g$ – randamentul generatorului, în funcție de puterea activă a acestuia.

În practică, mărimile care se pot determina permanent sunt cota în lac și puterea produsă, eventual debitul turbinat.

În cele ce urmează se vor analiza aceste componente ale randamentului total al amenajării. Centralele analizate sunt de cădere medie și mare și sunt echipate cu turbine de tip Francis.

## 1. Randamentele amenajării

### 2.1. Randamentul hidraulic al amenajării

Acest randament este dat de raportul între căderea netă și căderea brută utilizabilă:

$$\eta_h = \frac{H_{net}}{H_{brut}} = \frac{H_{brut} - \sum h_r}{H_{brut}} = 1 - \frac{\sum h_r}{H_{brut}}, \quad (4)$$

în care $\sum h_r$ reprezintă pierderile de sarcină pe tot circuitul hidraulic, de la captare până la restituție.

Pentru centralele de medie și înaltă cădere aducțiunile sunt în majoritatea cazurilor sub presiune și în consecință se poate considera că $\sum h_r = f(Q^2)$. În cazul unor galerii sau canale de fugă la restituție, nivelul aval la ieșirea din turbine este conform cheii limnimetrice, care poate fi asimilată cu o curbă parabolică cu un exponent $\leq 2$.

Pierderile liniare de sarcină hidraulică, reprezentând peste 90% din pierderile de sarcină totale, se determină cu relația lui Chézy:

$$h_{r\,lin} = \frac{Q^2}{K^2} \cdot L\,. \quad (5)$$

Admițând relațiile lui Chézy

$$K = AC\sqrt{R_h} \quad (6)$$

și respectiv Manning

$$C = \frac{1}{n} R_h^{1/6}\,, \quad (7)$$

rezultă:

$$h_{r\,lin} = \frac{L n^2}{A^2 R_h^{3/4}} Q^2\,, \quad (8)$$

în care:

- $L$ este lungimea conductei pe sectorul analizat [m];
- $C$ - coeficientul lui Chézy;
- $R_h$ - raza hidraulică [m];
- $A$ - aria secțiunii vii [m];
- $K$ - modulul de debit;
- $N$ - coeficientul de rugozitate.

Din relația pierderilor liniare de sarcină hidraulică, factorul ce poate varia în timp este rugozitatea $n$. Se poate spune că pentru aceleași pierderi de sarcină produsul $Q \cdot n$ este constant sau că pentru un debit $Q$ constant, pierderea de sarcină crește cu $n^2$.

Pentru ilustrare, în figurile 1 și 2 este prezentată variația randamentului hidraulic $\eta_h$ pentru aducțiunea CHE Râul Mare Retezat, în lungime de 18,6 km, și pentru aducțiunea CHE Mărișelu, în lungime de 8,75 km.

În aceste grafice s-au determinat randamentele hidraulice pentru valori ale coeficientului de rugozitate cuprinse între $n$ = 0,012 și 0,018, considerând cota în lac nivelul normal de retenție și nivelul minim de exploatare.

Din aceste grafice rezultă că randamentul hidraulic scade o dată cu rugozitatea de la aproximativ 94 % la 89 % pentru CHE Mărișelu și de la 92,5 % la 84 % la CHE Râul Mare Retezat.

* Facultatea de Energetică, Universitatea POLITEHNICA, București

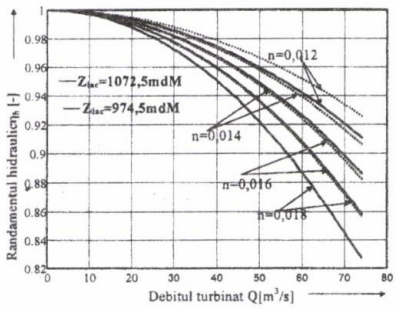



Fig. 1. Variația randamentului hidraulic în funcție de rugozitatea aducțiunii pentru nivelul minim și pentru NNR în lacul Gura Apelor (CHE Râul Mare Retezat).

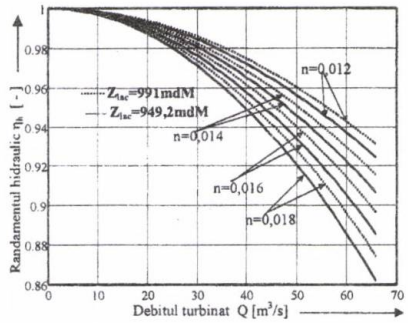



Fig. 2. Variația randamentului hidraulic în funcție de rugozitatea aducțiunii pentru nivelul minim și NNR în lacul Fântânele (CHE Mărișelu).

Variația în timp a coeficientului de rugozitate poate fi produsă din cauza degradării rugozității perimetrului udat sau a unor accidente tehnice pe traseul aducțiunii, prin modificarea locală a secțiunii de curgere, fapt ce produce pierderi locale suplimentare.

Aceste constatări impun, în mod obligatoriu, ca după anumite perioade de timp (4-5 ani) să se facă o inspecție generală a aducțiunilor, precum și măsurători ale rugozității acestora.

Din măsurările efectuate până în prezent, rugozitățile aducțiunilor betonate variază între 0,014 și 0,016 și, foarte probabil, numai la aducțiunea CHE Moroieni, la care perimetrul udat a fost torcretat și sclivisit, rugozitatea este 0,012 la 0,013.

## 2.2. Randamentul turbinei

Este dat prin caracteristica de exploatare. Nu s-a dispus de valori reale ale randamentelor turbinei pentru întregul domeniu de funcționare. Pentru a acoperi întregul domeniu s-a recurs la topograma turbinei model, care a fost transpusă numeric pentru turbina reală cu relația lui Moody:

$$\eta = 1 - (1 - \eta_M)\left(\frac{D_M}{D}\right)^{0,2} . \quad (9)$$

Din întregul câmp al topogramei s-a decupat domeniul de interes, reprezentând domeniul în care turbina poate funcționa.

Pentru acest domeniu de interes al turbinei s-a determinat caracteristica de exploatare corespunzătoare $\eta_{tb} = \eta_{tb}(H_{net}, Q)$ sau $\eta_{tb} = \eta_{tb}(H_{net}, P)$. Prezintă un interes deosebit ca periodic (5-10 ani) să se facă măsurări de randament la turbinele aflate în exploatare, dar și la punerea în funcțiune a grupurilor noi.

## 2.3. Randamentul generatorului

Pentru estimarea randamentului generatorului s-a utilizat curba de variație a randamentului generatorului în funcție de puterea la borne dată de uzina constructoare:

$$\eta_g = \frac{P}{P + \Delta P} , \quad (10)$$

în care $P$ este puterea la borne, iar $\Delta P$ este suma pierderilor din generator.

Pentru verificare s-au utilizat relații de calcul din literatura de specialitate (Opanschi, Răduleț) privind variația randamentului mașinilor electrice în funcție de încărcare. Și aceste puncte au fost transpuse numeric.

## 2.4. Randamentul global

Pentru diferite niveluri în lac (căderi brute) s-a calculat randamentul hidraulic pentru o valoare a coeficientului de rugozitate pentru aducțiune de 0,014. Pe baza celor trei diagrame de randamente, pentru diferite căderi și debite s-a calculat randamentul global, obținându-se o caracteristică nouă, în care pe ordonată este cota în lac (căderea brută), iar pe abscisă puterile.

## 3. Exemple de calcul

Pentru exemplificare s-au întocmit caracteristicile globale de randament pentru CHE Mărișelu, CHE Motru, CHE Ruieni și CHE Râul Mare Retezat.

În figurile 3, 4, 5 și 6 s-a trasat, pentru aceleași centrale, variația randamentului global în funcție de puterea centralei pentru câte o cotă în lac (NNR sau apropiată), după cum urmează:

- CHE Mărișelu, pentru cota în lac $Z_{lac}$=992 mdM (fig. 3);
- CHE Motru, pentru cota în lac $Z_{lac}$=685 mdM (fig. 4);
- CHE Ruieni, pentru cota în lac $Z_{lac}$=625 mdM (fig. 5);
- CHE Râul Mare-Retezat, pentru cota în lac $Z_{lac}$=1075mdM (fig. 6).

Din aceste diagrame rezultă că randamentul global optim se obține la funcționarea cu o singură turbină. Randamentul optim la funcționarea cu două, respectiv cu trei turbine scade, datorită pierderilor de sarcină pe aducțiune. Se mai constată că sunt pierderi mari de randamente pe intervalul de puteri pe care se face trecerea de la funcționarea cu o turbină la două, respectiv trei turbine.

De exemplu, la CHE Mărișelu, la puteri între 80-100 MW, pierderea de randament este de 5-9 %, iar la trecerea de la funcționarea cu două grupuri la funcționarea cu trei grupuri, pierderea de randament este între 2 și 6 %. La CHE Motru, în ipoteza în care cota în lacul Valea Mare (aval) este sub 471 mdM la trecerea de la funcționarea cu un grup la funcționarea cu două grupuri pe intervalul de puteri 30-40 MW pierderea de randament este de 6-10 %. La CHE Ruieni, la puteri cuprinse între 80 și 100 MW, pierderea de randament este de 5-7 %, iar la CHE Râul Mare Retezat, la puteri între 180 și 230 MW, pierderea de randament este de 4,5-7 %.

Aceste pierderi se datoresc atât pierderilor de sarcină pe aducțiune, cât și scăderii randamentelor turbinei (funcționare în afara zonei optime).

Pierderea relativ importantă de randament la puterea maximă față de puterea optimă se datorează în special faptului că turbinele au fost alese astfel încât randamentul optim să fie la aproximativ 0,8 $Q_{max}$. Excepție fac turbinele de la Ruieni, la care randamentul maxim al turbinei este aproape la puterea maximă.

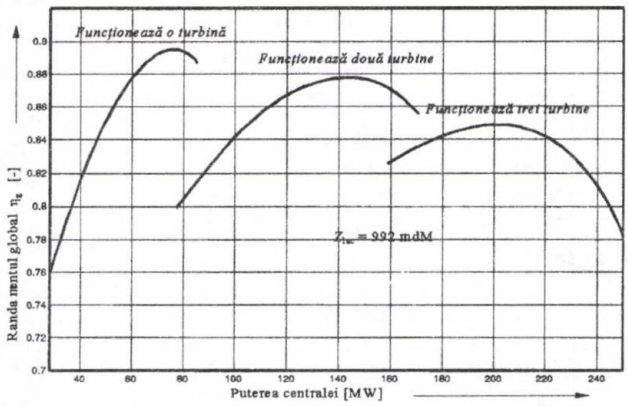



Fig. 3. Variaţia randamentului global cu puterea centralei pentru o cotă în lac $Z_{lac}$=992 mdM (CHE Mărişelu).

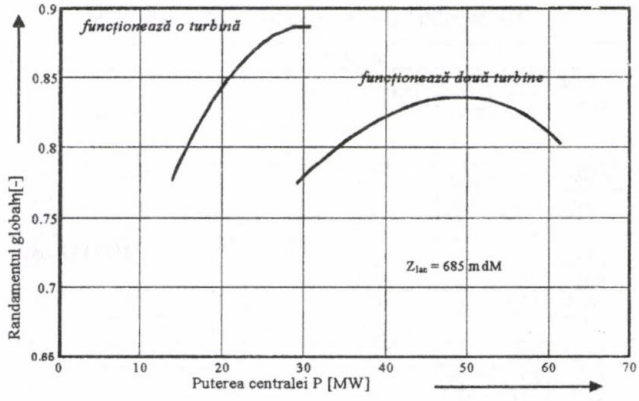



Fig. 4. Variaţia randamentului global cu puterea centralei pentru o cotă în lacul Motru 685 mdM şi cota în lacul Valea Mare sub 471mdM (CHE Motru).

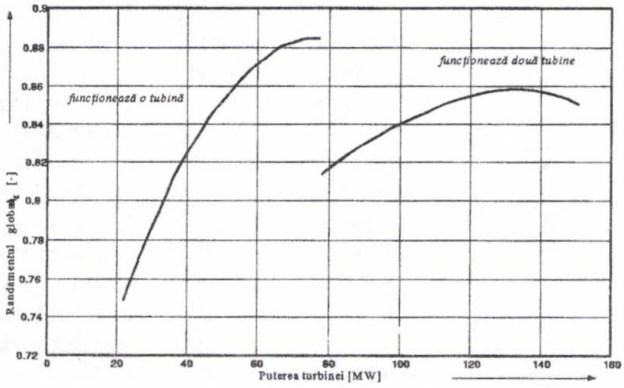



Fig. 5. Variaţia randamentului global cu puterea centralei pentru o cotă în lac $Z_{lac}$ = 625 mdM (CHE Ruieni).

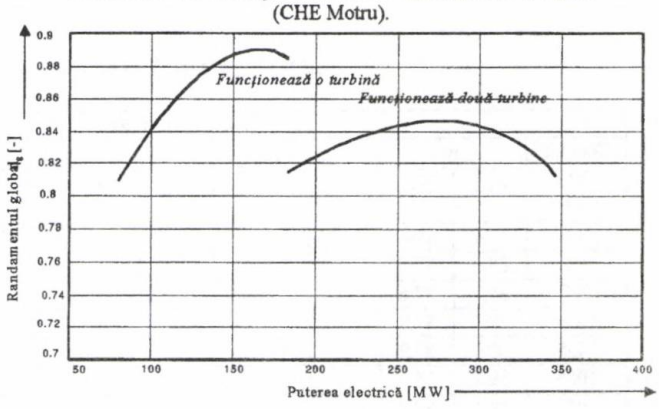



Fig. 6. Variaţia randamentului global cu puterea centralei pentru o cotă în lac $Z_{lac}$=1075mdM (CHE Râul Mare Retezat).

Având în vedere aceste rezultate, exploatarea optimă trebuie să se facă la puteri la care randamentul global este maxim şi trebuie evitate zonele intermediare de puteri la care randamentele scad simţitor, atât la trecerea de la funcţionarea cu o turbină la funcţionarea cu două turbine, cât şi la încărcarea turbinei peste puterea corespunzătoare randamentului maxim.

Scăderea randamentului global o dată cu debitul turbinat duce la micşorarea producţiei de energie şi indirect la creşterea valorii energiei produse.

În tabelele 1-5 şi figurile 7-11 s-au prezentat pentru aceleaşi centrale randamentele globale maxime pentru funcţionarea cu o turbină, cu două, respectiv trei turbine, cu indicarea puterilor la aceste randamente la diverse cote în lac (linii continue) şi respectiv randamentele corespunzătoare puterilor maxime la diverse cote în lac (linie punctată).

*Tabelul 1*

**CHE MĂRIŞELU**

| Cota lac Fântânele | Funcţionează o turbină | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | $\eta$ | | $\frac{\eta_{max}-\eta_{P\,max}}{\eta_{max}}$ | $\eta_{max}-\eta_{P\,max}$ | P | |
| | $\eta_{max}$ | $\eta_{P\,max}$ | | | P la $\eta_{max}$ | $P_{max}$ |
| mdM | [%] | [%] | [%] | [%] | [MW] | [MW] |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 947 | 89 | 85,5 | 3,93 | 3,5 | 68 | 80,5 |
| 962 | 89,3 | 86,2 | 3,47 | 3,1 | 70 | 85,5 |
| 677 | 89,3 | 88 | 1,46 | 1,3 | 74 | 85,5 |
| 992 | 89,5 | 89 | 0,56 | 0,5 | 75 | 85,5 |
| Funcţionează două turbine | | | | | | |
| 947 | 86,8 | 83,9 | 3,34 | 2,9 | 125 | 151 |
| 962 | 87,4 | 83,5 | 4,46 | 3,9 | 130 | 162 |
| 677 | 87,5 | 84 | 4 | 3,5 | 135 | 171 |
| 992 | 87,8 | 85,8 | 2,28 | 2 | 145 | 171 |
| Funcţionează trei turbine | | | | | | |
| 947 | 83,4 | 75 | 10,07 | 8,4 | 180 | 211 |
| 962 | 83,9 | 78 | 7,03 | 5,9 | 187 | 226,5 |
| 677 | 84,6 | 77 | 8,89 | 7,6 | 195 | 243 |
| 992 | 85 | 78 | 8,82 | 7 | 200 | 256,5 |

*Tabelul 2*

**CHE MOTRU (cota în lacul Valea Mare <471 mdM)**

| Cota lac Motru | Funcţionează o turbină | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | $\eta$ | | $\frac{\eta_{max}-\eta_{P\,max}}{\eta_{max}}$ | $\eta_{max}-\eta_{P\,max}$ | P | |
| | $\eta_{max}$ | $\eta_{P\,max}$ | | | P la $\eta_{max}$ | $P_{max}$ |
| mdM | [%] | [%] | [%] | [%] | [MW] | [MW] |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 620 | 87 | 86 | 1,149 | 1 | 17 | 21 |
| 640 | 89 | 86,5 | 2,809 | 2,5 | 22 | 27 |
| 665 | 89 | 87,5 | 1,685 | 1,5 | 26 | 31,5 |
| 680 | 89 | 88,5 | 0,562 | 0,5 | 29 | 31,5 |
| 685 | 89 | 89 | 0 | 0 | 31 | 31,5 |
| 688,5 | 89 | 89 | 0 | 0 | 31,5 | 31,5 |
| Funcţionează două turbine | | | | | | |
| 620 | 81 | 55 | 32,09877 | 26 | 28 | 41,5 |
| 640 | 83 | 73 | 12,04819 | 10 | 34 | 46 |
| 665 | 83,5 | 78 | 6,586826 | 5,5 | 43 | 54 |
| 680 | 84 | 83,5 | 6,547619 | 0,5 | 47 | 63 |
| 685 | 84 | 80 | 4,761905 | 4 | 49 | 63 |
| 688,5 | 84 | 81 | 3,571429 | 3 | 50 | 63 |

*Tabelul 3*

**CHE MOTRU (cota în lacul Valea Mare 480 mdM)**

| Funcţionează o turbină | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Cota lac Motru | η | | $\frac{\eta_{max} - \eta_{P\,max}}{\eta_{max}}$ | $\eta_{max}-\eta_{P\,max}$ | P | |
| | $\eta_{max}$ | $\eta_{P\,max}$ | | | $P$ la $\eta_{max}$ | $P_{max}$ |
| mdM | [%] | [%] | [%] | [%] | [MW] | [MW] |
| 640 | 88 | 84 | 4,545 | 4 | 20 | 24,5 |
| 665 | 88,5 | 86 | 2,825 | 2,5 | 25 | 30 |
| 680 | 88,5 | 88 | 0,565 | 0,5 | 27 | 31,5 |
| 685 | 88,5 | 88 | 0,565 | 0,5 | 28 | 31,5 |
| 688,5 | 88,5 | 88 | 0,565 | 0,5 | 28 | 31,5 |
| Funcţionează două turbine | | | | | | |
| 640 | 82 | 71 | 13,415 | 11 | 32 | 41 |
| 665 | 83,5 | 78,5 | 5,988 | 5 | 39 | 52 |
| 680 | 84 | 76 | 9,524 | 8 | 44 | 60 |
| 685 | 84 | 77,5 | 7,738 | 6,5 | 46 | 63 |
| 688,5 | 84 | 78,5 | 6,548 | 5,5 | 47 | 63 |

*Tabelul 4*

**CHE RUIENI**

| Funcţionează o turbină | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Cota lac Poiana Mărului | η | | $\frac{\eta_{max} - \eta_{P\,max}}{\eta_{max}}$ | $\eta_{max}-\eta_{P\,max}$ | P | |
| | $\eta_{max}$ | $\eta_{P\,max}$ | | | $P$ la $\eta_{max}$ | $P_{max}$ |
| mdM | [%] | [%] | [%] | [%] | [MW] | [MW |
| 555 | 88 | 87,6 | 0,45 | 0.4 | 56 | 60 |
| 575 | 88,3 | 88,2 | 0,11 | 0.1 | 64 | 67 |
| 595 | 88,8 | 88,2 | 0,68 | 0.6 | 67 | 76 |
| 615 | 88,8 | 88,8 | 0 | 0 | 77 | 78 |
| 625 | 88,8 | 88,8 | 0 | 0 | 78 | 78 |
| Funcţionează două turbine | | | | | | |
| 555 | 84,4 | 83,7 | 0,83 | 0.7 | 97 | 110 |
| 575 | 85,2 | 84,4 | 0,94 | 0.8 | 108 | 124 |
| 595 | 85,8 | 85,1 | 0,82 | 0.7 | 120 | 132 |
| 615 | 85,9 | 84,9 | 1,16 | 1 | 130 | 156 |
| 625 | 85,9 | 85,2 | 0,82 | 0.7 | 133 | 156 |

*Tabelul 5*

**CHE RÂUL MARE RETEZAT**

| Funcţionează o turbină | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Cota lac Gura Apelor | η | | $\frac{\eta_{max} - \eta_{P\,max}}{\eta_{max}}$ | $\eta_{max}-\eta_{P\,max}$ | P | |
| | $\eta_{max}$ | $\eta_{P\,max}$ | | | P la $\eta_{max}$ | $P_{max}$ |
| mdM | [%] | [%] | [%] | [%] | [MW] | [MW] |
| 975 | 88,5 | 87,5 | 1,13 | 1 | 126 | 143 |
| 995 | 88,7 | 87,6 | 1,24 | 1,1 | 135 | 152,5 |
| 1015 | 89 | 87,9 | 1,24 | 1,1 | 143 | 163 |
| 1035 | 89 | 87,9 | 1,24 | 1,1 | 150 | 172 |
| 1055 | 89,1 | 88,1 | 1,12 | 1 | 160 | 182 |
| 1075 | 89,1 | 88,8 | 0,34 | 0,3 | 170 | 183 |
| Funcţionează două turbine | | | | | | |
| 995 | 84 | 82,2 | 2,14 | 1,8 | 235 | 268 |
| 1015 | 84,4 | 82,4 | 2,36 | 2 | 245 | 288 |
| 1035 | 84,6 | 82,3 | 2,72 | 2,3 | 255 | 308 |
| 1055 | 84,7 | 81,9 | 3,31 | 2,8 | 265 | 327 |
| 1075 | 84,7 | 81,4 | 3,89 | 3,3 | 275 | 346 |

În tabelele 1-5, în coloana 4 sunt prezentate pierderile procentuale de randament global datorită funcţionării la puterea maximă faţă de puterea optimă. Astfel, pentru CHE Mărişelu, la funcţionarea cu trei turbine pierderea procentuală este între 8,8 şi 10 %, în funcţie de cota în lac, la CHE Motru, dacă cota în lacul din aval de Valea Mare este sub 471 mdM, pierderea este între 3,5 şi 32 %, iar dacă cota în lacul Valea Mare este 480 mdM (NNR) pierderea de randament este între 6,5 şi 13,5 %.

La CHE Ruieni, din motivele arătate mai sus, aceste pierderi sunt mult mai mici (circa 1 %). La CHE Râul Mare Retezat, pierderile procentuale se situează între 2,1 şi 3,9 %.

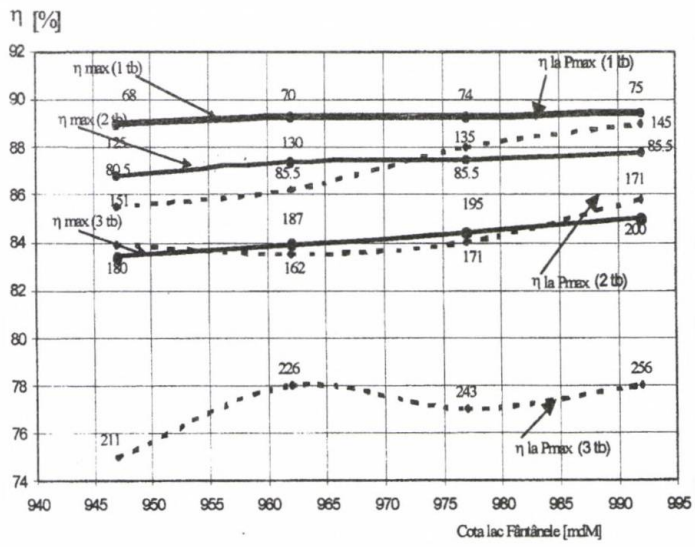



Fig.7. Variaţia randamentelor globale maxime şi a randamentelor corespunzătoare puterii maxime la funcţionarea cu una, două şi trei turbine, pentru diferite cote în lacul Fântânele, cu indicarea puterilor corespunzătoare [MW] (CHE Mărişelu).

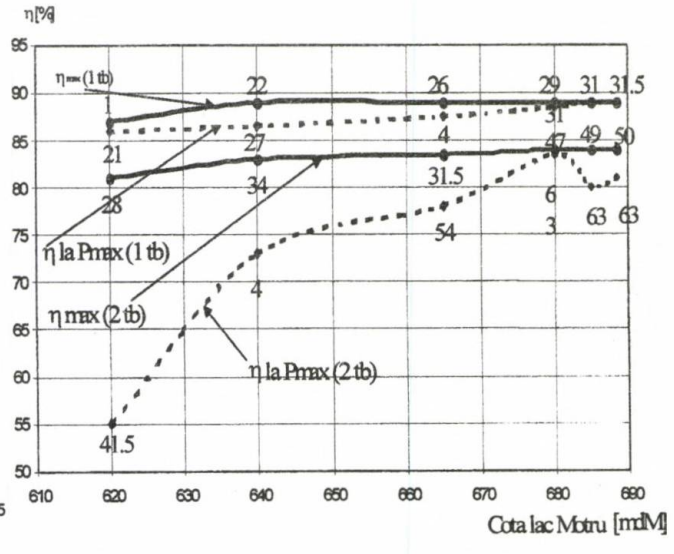



Fig. 8. Variaţia randamentelor globale maxime şi a randamentelor corespunzătoare puterii la funcţionarea cu una şi două turbine, pentru diferite cote în lacul Motru, cu indicarea puterilor corespunzătoare [MW], pentru cazul în care cota în lacul Valea Mare este sub 471 mdM (CHE Motru).

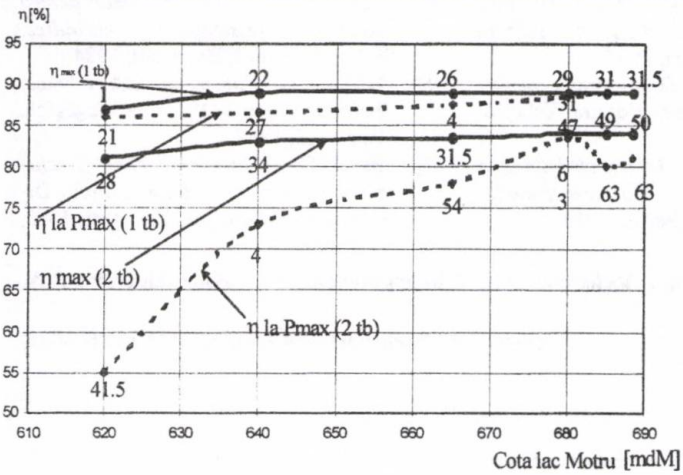



Fig. 9. Variaţia randamentelor globale maxime şi a randamentelor corespunzătoare puterii maxime la funcţionarea cu una şi două turbine pentru diferite cote în lacul Motru, cu indicarea puterilor corespunzătoare [MW], pentru cazul în care cota în lacul Valea Mare este 480 mdM (CHE Motru).

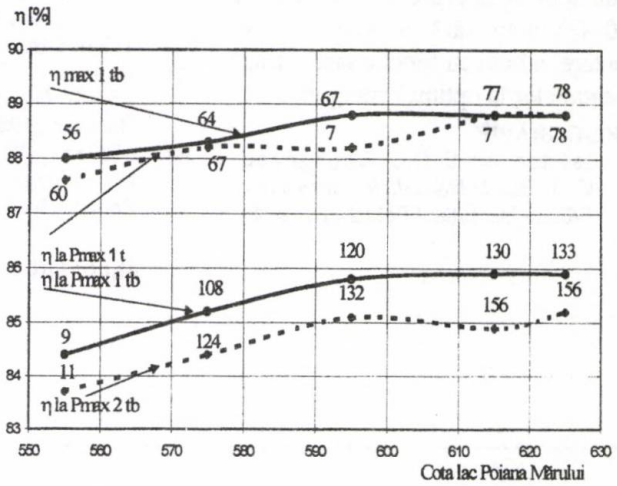



Fig. 10. Variaţia randamentelor globale maxime şi a randamentelor corespunzătoare puterii maxime la funcţionarea cu una şi două turbine pentru diferite cote în lacul Poiana Mărului cu indicarea puterilor corespunzătoare [MW] (CHE Ruieni).

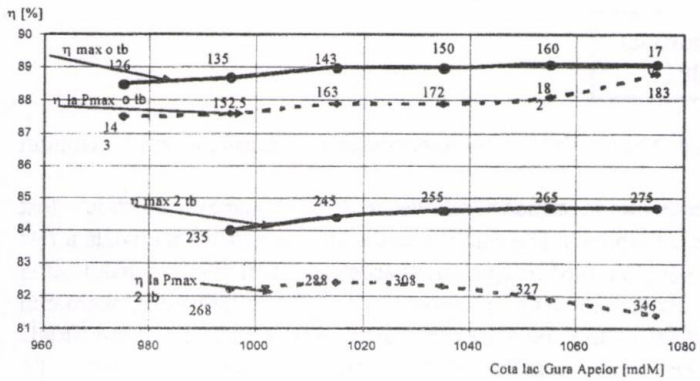



Fig. 11. Variaţia randamentelor globale maxime şi a randamentelor corespunzătoare puterii maxime la funcţionarea cu una şi două turbine pentru diferite cote în lacul Gura Apelor cu indicarea puterilor corespunzătoare [MW] (CHE Râul Mare Retezat).

## Concluzii

Regimul de funcţionare a hidrocentralelor trebuie să se menţină numai la randamente globale optime, într-o marjă de ±5 % din această valoare, diferenţa de putere de la puterea corespunzătoare randamentului global optim până la puterea maximă să rămână ca rezervă turnantă în sistem pentru reglajul secundar al frecvenţei. Valoarea acestei energii trebuie să fie corespunzătoare valorii energiei şi puterii de reglare. Pentru fiecare centrală hidroelectrică, puterea la randamentul global optim şi la cota existentă în momentul respectiv în lac trebuie să fie puterea la care este disponibilă centrala în momentul respectiv. De fapt, puterea instalată este o valoare arbitrară fictivă, care trebuie luată în considerare numai din punct de vedere statistic şi nu operativ în exploatare.

Trecerea de la funcţionarea cu un grup la funcţionarea cu două grupuri este raţional să se facă rapid, de la optimul primului grup la optimul celor două grupuri, evitându-se funcţionarea îndelungată în zona cu randamente globale mici.

Centralele tip derivaţie sub presiune sunt centrale de vârf, cu număr mic de ore de funcţionare (circa 2000). În cazul în care este necesar ca pe o perioadă mai lungă (1-2 zile) aceste centrale să înlocuiască energia produsă de o centrală termoelectrică sau nuclearoelectrică ce funcţionează în bază, este raţional ca această energie să fie produsă de un singur grup la randamentul global maxim, puterea necesară fiind repartizată la mai multe centrale hidroelectrice din sistem, fiecare funcţionând cu un singur grup.

Sunt situaţii în care puterea maximă nu poate fi realizată datorită supraîncălzirii generatoarelor. Această situaţie ar urma să fie analizată în fiecare caz în parte, iar diferenţa dintre randamentul optim şi cel real (care poate fi produs) poate constitui o bază energo-economică de retehnologizare a acestor generatoare.

Centralele cu derivaţie sub presiune şi lacuri de acumulare au fost la timpul lor justificate prin rolul lor de acoperire a vârfurilor de sarcină. În economia de piaţă a ţărilor dezvoltate, energia de vârf este de 2-5 ori mai scumpă decât energia de gol de sarcină, ceea ce este justificat şi de faptul că randamentele sunt mai reduse, iar investiţia specifică pe kWh produsă anual creşte o dată cu micşorarea numărului de ore de funcţionare.

Se estimează că extinderea acestui mod de analiză a funcţionării centralelor hidroelectrice la toate centralele existente poate duce

la un spor de energie anuală de circa 500 GWh/an fără investiţii suplimentare, numai cu funcţionarea strictă a centralelor la optimul energetic.

**BIBLIOGRAFIE**


[1] Isbăşoiu, E.C., Georgescu, C.S. *Bazele hidraulicii,* partea a treia, Editura Institutului Politehnic, 1994.

[2] Isbăşoiu, E.C., Georgescu, C.S. *Mecanica fluidelor,* Editura Tehnică, Bucureşti, 1995.

[3] Kiselev, P. G. *Îndrumar pentru calcule hidraulice,* Editura Tehnică, Bucureşti, 1989.

[4] Müller, W.E. *Druckrohrleitungen neuyeitlicher Wasserkraftwerke,* Springer Verlag, Berlin, 1968.

[5] Idelcik, I. A. *Îndrumar pentru calculul rezistenţelor hidraulice,* Editura Tehnică, Bucureşti, 1984.

[6] Bâlă, M. *Construcţii hidrotehnice,* Editura Didactică şi Pedagogică, Bucureşti, 1967.

[7] Pavel, D. *Turbine hidraulice şi echipamente hidroenergetice,* Editura Didactică şi Pedagogică, Bucureşti, 1965.


**Referent: Paul Gheorghiescu – S.C. Hidroelectrica S.A.**

**(Primit la 12 februarie 2001, acceptat la 9 iulie 2001)**

## *De personis*

### Aurel Mladinovici
### 1922 - 2001

S-a născut la 3 septembrie 1922 în comuna Brăhăşeşti, jud. Neamţ. După studiile elementare şi liceale, a urmat Institutul de Studii Economice Bucureşti, pe care l-a absolvit cu brio.

După unele slujbe ca notar şi pretor a intrat în sectorul energetic la termocentrala veche de la Comăneşti, de unde a fost promovat la Energocombinatul Bacău, unde a ocupat postul de contabil-şef. Datorită competenţelor de care a dat dovadă a fost transferat la Energotrustul nr.1 Bucureşti, în funcţia de contabil-şef, iar după reorganizarea acestuia a fost numit contabil-şef la IDE Bucureşti. Apreciat de minister, la înfiinţarea centralelor industriale a fost promovat în funcţia de director economic al Centralei Industriale de Transport şi Distribuţie a Energiei Electrice - CIRE, iar după comasarea acesteia cu Centrala Industrială de Producere a Energiei Electrice şi Termice-CIPEET a fost numit contabil-şef la Dispecerul Energetic Naţional. La reînfiinţarea CIRE a fost numit director economic al acesteia. De aici a fost pensionat, situaţie pe care a depăşit-o cu greu, fiind obişnuit să lucreze în mijlocul oamenilor şi pentru ei. La înfiinţarea RENEL a fost reactivat în funcţia de consilier economic al preşedintelui. A fost expert contabil de onoare.

A fost unul din fondatorii organizaţiei patronale ELCO Muntenia, căreia i s-a dedicat, refuzând mai multe alte oferte avantajoase care i s-au făcut.

În cursul activităţii sale nu s-a mulţumit să jongleze numai cu cifrele, ci a intrat în detalii, studiind şi însuşindu-şi procesul tehnologic din instalaţiile energetice. A colaborat foarte bine cu partea tehnică, găsind întotdeauna soluţii legale la problemele pe care aceasta le ridica.

A fost un om de mare omenie, ştia să se apropie de oameni şi mai ales ştia să le rezolve problemele.

A luptat pe front pentru reîntregirea Ardealului de Nord, fiind decorat cu ordine şi medalii.

Deosebit de valoros pentru problematica domeniului energiei a fost unul dintre cei care au contribuit substanţial la fundamentarea şi dezvoltarea SEN şi în continuare la aplicarea noilor concepte de piaţă a energiei.

Generaţiile de energeticieni, mai ales generaţia actuală, îi pot fi recunoscători pentru activitatea sa eficientă şi consistentă.

În ultimul timp a făcut parte din grupa de cenzori a asociaţiei noastre, în calitate de coordonator, contribuind la bunul mers al ASTER.

Membrii ASTER îşi exprimă regretul profund pentru pierderea acestui colaborator.

**Asociaţia Ştiinţifică şi Tehnică a Energeticienilor din România – ASTER**

# Determinarea rezervei energetice minime a marilor lacuri de acumulare pentru garantarea siguranței în funcționare a sistemului energetic național

ing. Paul GHEORGHIESCU*
ing. Mihai STOICAN*
ing. Aurel MÎNDRICAN*

*Siguranța în funcționare a sistemului energetic național în actuala structură a capacităților de producție este garantată de funcționarea centralelor hidroelectrice atât prin acoperirea zonei de vârf și semivârf a graficului zilnic de sarcină, cât și prin furnizarea cvasitotalității serviciilor de sistem.*

*Lucrarea prezintă o metodă de determinare a rezervei energetice minime a marilor lacuri de acumulare, care să garanteze funcționarea în siguranță a sistemului energetic național.*

Descriptori: rezerva energetică a marilor lacuri de acumulare, curba zilnică de sarcină, siguranța în funcționare a SEN, centrale hidroelectrice "pe firul apei", centrale hidroelectrice "cu acumulare

## Introducere

Garanția siguranței în funcționare a unui sistem energetic este dată de posibilitatea modulării curbei zilnice de sarcină (acoperirea zonei de vârf și de semivârf a graficului de sarcină), precum și de asigurarea volumului de servicii de sistem (reglaj primar de frecvență, reglaj secundar frecvență-putere, rezerve de putere - turnantă, terțiară și reglaj de tensiune - putere reactivă).

Sistemul energetic al României se află în situația favorabilă de a avea în structura sa o importantă componentă hidroenergetică; dacă este utilizată judicios aceasta îi poate garanta siguranța în funcționare.

Un rol determinant în garantarea siguranței în funcționare a SEN îl are "rezerva energetică a marilor lacuri de acumulare".

Având în vedere evoluția acestei rezerve în decursul unui an hidrologic se poate pune întrebarea: "Care trebuie să fie valoarea minimă a rezervei energetice care să garanteze siguranța în funcționare a SEN ?"

## 1. Structura capacităților de producție a SEN

Sistemului energetic al României îi este caracteristică structura diversă a capacităților de producție și a resurselor energetice utilizate, și anume:

→ centrale termoelectrice funcționând pe combustibili solizi (lignit și huilă). Capacitățile de producție în funcțiune la 1.01.2001 erau de 5034 MW cu un aport de 19,5 GWh (anul 2000), respectiv 36,7 % din producția de energie electrică a țării;

→ centrale termoelectrice funcționând pe hidrocarburi (gaz, păcură). Capacitățile de producție în funcțiune la 1.01.2001 erau de 3626 MW cu un aport de 12,67 GWh (anul 2000), respectiv 24,4 % din producția de energie electrică a țării;

→ centrala nuclearoelectrică U1-Cernavodă, 706 MW cu un aport de energie de 5,46 GWh (anul 2000), respectiv 10,5 % din producția de energie electrică a țării;

→ centrale hidroelectrice, însumând la 1.01.2001 o putere instalată de 6014 MW cu un aport de 14,77 GWh (anul 2000), respectiv 28,4 % din producția de energie electrică a țării.

Este de remarcat că anul 2000 a fost, din punctul de vedere al hidraulicității, un an foarte secetos, producția de energie obținută în centralele hidroelectrice pentru un an hidrologic normal fiind de circa 16,7 GWh/an (circa 30-32 % din producția de energie).

Această structură diversificată a capacităților de producție conferă sistemului energetic un oarecare grad de independență pe termen scurt față de evoluția pieței hidrocarburilor și o bună elasticitate în funcționare (mai multe soluții alternative pentru acoperirea consumului în funcție de disponibilitatea uneia sau alteia din resursele energetice).

Este de remarcat valoarea ridicată a puterii instalate în funcțiune atât în centralele termoelectrice, cât și în centralele hidroelectrice, ceea ce permite asigurarea puterilor de vârf și înlocuirea agregatelor scoase din funcțiune pentru reparații sau ca urmare a unor opriri accidentale.

În ceea ce privește acoperirea curbei de sarcină există condiții ca printr-o bună programare a funcționării sistemului centrala nuclearoelectrică și centralele termoelectrice să funcționeze în baza graficului de sarcină, fără variații ale sarcinii (excepție fac situațiile rezultate din regimul termoficării).

Tot la baza graficului de sarcină trebuie să fie încadrate și centralele hidroelectrice "pe firul apei" atunci când regimul debitelor afluente impune acest lucru.

Pentru zona de vârf și semivârf a graficului de sarcină trebuie să se utilizeze numai centralele hidroelectrice, capacitățile existente și resursele hidrologice fiind suficiente pentru acest lucru chiar și în anii secetoși (vezi pct. 5).

## 2. Structura sistemului hidroenergetic românesc

Sistemul hidroenergetic românesc cuprinde capacitățile de producție în operare ce însumau la 01.01.2001 o putere instalată de 6014 MW, cu o producție de energie în anul mediu de 16195 GWh.

* S.C. Hidroelectrica S.A.

Aceste capacităţi sunt în administrarea următoarelor societăţi:

→ S.C. Hidroelectrica S.A.: 5905 MW cu 16070 GWh/an (din care 71,5 MW în staţii de pompare energetice);

→ S.C. Termoelectrica S.A.: 109 MW cu 125 GWh/an.

Nu a fost considerată în această balanţă puterea instalată în CHEMP şi MHC aparţinând Societăţii Comerciale Electrica S.A., însumând o putere de circa 140 MW cu 160 GWh/an (centrale nedispecerizabile).

Este de remarcat că 98 % din puterea instalată şi respectiv din producţia de energie din resurse hidroenergetice se realizează în centralele aflate în administrarea S.C. Hidroelectrica S.A.

Din punctul de vedere al regimului de funcţionare şi al încadrării în curba zilnică de sarcină, în structura tehnologică a S.C. Hidroelectrica S.A. se pot individualiza două categorii de centrale hidroelectrice :

a) Centrale "pe firul apei" - fără posibilităţi de regularizare a debitului afluent mai mare decât pe intervale zilnice/săptămânale.

În funcţie de valoarea debitului afluent, funcţionarea acestor centrale se încadrează la baza graficului de sarcină ($Q_{afl} \geq Q_i$) sau pot funcţiona cu puteri variabile în zona de vârf şi semivârf a graficului de sarcină ($Q_{afl} < Q_i$).

Din această categorie de centrale fac parte :

- CHE Porţile de Fier I şi II,
  $E_{an}$ = 6561 GWh;
- CHE Cascada Olt (fără aportul râului Lotru),
  $E_{an}$ = 2443 GWh;
- Cascada Siret,
  $E_{an}$ = 392 GWh;
- CHE Stânca- Costeşti (Prut),
  $E_{an}$ = 65 GWh;
- CHE Vădeni, CHE Tg Jiu (Jiu),
  $E_{an}$ = 50 GWh.

---

Total CHE pe firul apei
$E_{an}$ = 9511 GWh

b) Centrale cu acumulare sezonieră/anuală/multianuală şi cascadele de centrale aval ce beneficiază de efectul regularizator al lacurilor "cap de cascadă". Indiferent de valoarea debitelor afluente funcţionarea acestor centrale se face cu încadrarea în zona de vârf şi semivârf a graficului zilnic de sarcină.

- CHE Vidraru ( Argeş),
  $E_{an}$ = 755 GWh;
- CHE Retezat ( Râul Mare),
  $E_{an}$ = 677 GWh;
- CHE Gâlceag ( Sebeş),
  $E_{an}$ = 606 GWh;
- CHE Mărişelu (Someşul Cald),
  $E_{an}$ = 534 GWh;
- CHE Drăgan (Drăgan, Iad),
  $E_{an}$ = 422 GWh;
- CHE Motru ( Cerna),
  $E_{an}$ = 398 GWh;
- alte CHE cu lacuri (Clăbucet-Dâmboviţa, Lereşti - Râul Târgului, Nehoiaşu - Buzău, Colibiţa -Bistriţa Ardeleană, Ruieni - Bistra Mărului etc.).
  $E_{an}$ = 525 GWh.

---

Total CHE cu acumulare
$E_{an}$ = 6422 GWh/an

După cum rezultă din situaţia prezentată, centralele pe firul apei produc 9511GWh/an (59,2%), centralele cu acumulare produc 6422 GWh/an (40,0%), restul de 117 GWh/an (0,8%) fiind produşi în CHE de mică importanţă.

Din analiza particularităţilor de funcţionare ale centralelor din sistemul hidroenergetic românesc rezultă importanţa acestora pentru SEN, şi anume:

→ realizarea unei producţii de energie de bază de către centralele pe firul apei în perioada în care debitele afluente au valori ridicate;

→ acoperirea integrală a zonei de vârf şi semivârf a graficului de sarcină prin centralele pe firul apei în perioadele cu afluenţă mai redusă şi în permanenţă de către centralele cu mari lacuri de acumulare. Acest lucru derivă din posibilitatea asigurării modulării primare a curbei de sarcină (variaţii de sarcină la nivel IBD) susţinută de un volum de resurse hidroenergetice ce depăşeşte necesarul la nivelul unui an;

→ o putere asigurată cu valori de minimum 4000-4200 MW;

→ capabilitatea de a asigura întreg volumul de servicii de sistem necesare SEN.

Elementul determinant în materializarea acestor avantaje ale CHE pentru SEN îl reprezintă existenţa în amenajările hidroenergetice a unui important volum de acumulare (circa 3000 GWh în echivalent energetic).

## 3. Rezerva energetică a marilor lacuri de acumulare

Rezerva energetică a marilor lacuri de acumulare reprezintă echivalentul energetic al volumelor de apă stocate în principalele lacuri de acumulare cu folosinţă energetică, cu regularizare anuală/multianuală, din amenajările realizate în România (aflate în principal în administrarea S.C. Hidroelectrica S.A., dar şi a Companiei Naţionale "Apele Române").

Lacurile de acumulare ce formează rezerva energetică şi caracteristicile principale sunt date în tabelul 1.

Avantajele conferite sistemului energetic de existenţa rezervei energetice a marilor lacuri de acumulare sunt următoarele:

→ reţinerea integrală a volumelor de apă în perioadele de viitură (când debitele afluente depăşesc cu mult debitele instalate ale centralelor);

→ transferul unor importante cantităţi de energie din perioadele de afluenţă naturală mare şi consum redus, în perioadele cu afluenţă naturală redusă şi consum mare;

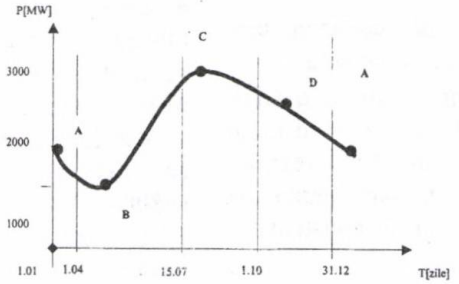
→ obţinerea în centralele hidroelectrice a unor valori ridicate ale puterilor asigurate pe seama cărora se fundamentează un important volum de servicii de sistem.

În gestionarea rezervei energetice a marilor lacuri de acumulare s-au conturat, pe baza experienţei de exploatare, următoarele valori caracteristice (fig. 1):

→ la 1 aprilie - rezerva de energie trebuie să atingă valoarea minimă anuală de 1300-1400 GWh (45-48 %) ca urmare a funcţionării

*Tabelul 1*

| Acumularea | Volum util maxim [mil. $m^3$] | Debit mediu [$m^3/s$] | Echivalent energetic maxim [GWh] |
|---|---|---|---|
| Vidraru-Argeş | 409 | 19,21 | 521 |
| Iz. Muntelui -Bistriţa | 918 | 47,55 | 799 |
| Vidra - Lotru | 298 | 19,59 | 667 |
| Fântânele - Someş | 205 | 12,69 | 270 |
| Drăgan - Drăgan | 100 | 7,55 | 118 |
| Oaşa - Sebeş | 121 | 5,06 | 263 |
| Valea lui Iovan - Cerna | 116 | 8,57 | 118 |
| Gura Apelor - Râul Mare | 18 | 8,42 | 24 |
| Bistra Mărului - Bistra | 45 | 6,29 | 32 |
| Siriu - Buzău | 28 | 8,24 | 33 |
| Pecineagu - Dâmboviţa | 60 | 3,19 | 46 |
| Râuşor - Râul Târgului | 51 | 3,17 | 27 |
| **TOTAL** | **2371** | - | **2922** |




1,04 (pct.**B**) valoare minimă 1300-1400 GWh (45-48 %); 15,07 (pct.**C**) valoare maxim 2800- 2900 GWh (97-100 %); 1,10 (pct **D** ) valoare normală 2500-2600 GWh (86-90 %); 31,12 (pct.**A**) valoare maximă 2000-2100 GWh (69-72 %)

Fig. 1. Punctele caracteristice ale curbei de evoluţie a rezervei energetice a marilor lacuri.

în perioadele vârfului de iarnă (ianuarie-martie) şi pentru a permite acumularea apelor mari de primăvară (având un echivalent energetic de 1500-1600 GWh în an hidrologic normal) - punctul **B**;

→ la 15 iulie - rezerva energetică poate să atingă valoarea maximă de 2800-2900 GWh (97-99 %) ca urmare a acumulării apelor mari de primăvară şi a unui consum energetic redus - punctul **C**;

→ la 1 octombrie rezerva energetică nu trebuie să scadă sub valoarea de 2500-2600 GWh (86-90 %) ca urmare a funcţionării în perioada de vară.

De obicei, datorită debitelor afluente relativ scăzute ale râurilor chiar pe fondul unui consum energetic redus se produce o diminuare a rezervei energetice - punctul **D**;

→ la 1 decembrie rezerva energetică trebuie să aibă valoarea de minimum 2000-2100 GWh (69-72 %) pentru a putea susţine consumul ridicat din perioada vârfului de iarnă (octombrie - martie);

Desigur că dintre valorile caracteristice prezentate, ce constituie reperele unei gestiuni optime pe durata unui an hidrologic normal, singura valoare restrictivă este cea din punctul **B** ( ca valoare maximă).

În funcţie de caracterul hidrologic al anului şi de necesarul de consum al SEN se pot produce abateri de la aceste repere.

Dacă se admite că de existenţa rezervei energetice a marilor lacuri de acumulare depinde siguranţa sistemului energetic (vezi pct. 4), apare firească întrebarea "care trebuie să fie valoarea rezervei energetice minime pentru care siguranţa sistemului este încă asigurată ?"

## 4. Conceptul de "siguranţă a sistemului energetic naţional" privit din punctul de vedere al asigurării resurselor

Definirea conceptului de siguranţă a sistemului energetic naţional este o întreprindere deosebit de complexă şi dificilă, aceasta implicând precizarea unor elemente de natură tehnică, organizatorică, conducere operativă şi asigurarea resurselor.

Se va încerca să se facă precizările ce ţin de asigurarea resurselor necesare garantării siguranţei în funcţionare a sistemului energetic naţional.

Pentru garantarea siguranţei în funcţionarea sistemului energetic naţional (consideraţiile sunt valabile pentru actuala structură a capacităţilor de producţie din SEN) trebuie asigurate cel puţin următoarele elemente:

→ acoperirea zonei de vârf şi semivârf a curbei zilnice de sarcină în oricare zi a anului prin utilizarea numai a centralelor hidroelectrice;

→ asigurarea întregului volum de servicii de sistem numai de către centralele hidroelectrice.

**Observaţie.** Existenţa unor soluţii alternative, chiar parţiale, la cele două deziderate, face ca gradul de siguranţă în funcţionarea sistemului energetic să fie mult sporit. De aceea cele două elemente trebuie privite drept condiţii minime obligatorii.

### 4.1. Acoperirea zonei de vârf şi semivârf a curbei zilnice de sarcină de către CHE

Pentru a verifica posibilitatea acoperirii pe durata unui an a zonei de vârf şi de semivârf a curbei zilnice de sarcină numai de către centralele hidroelectrice s-a procedat după cum urmează :

a) s-au definit două grafice de sarcină zilnică ( perioada de iarnă şi de vară) (fig. 2).

Graficele de sarcină s-au construit cu valorile medii lunare ale puterilor medii zilnice, respectiv ale puterilor de vârf zilnice. Valorile alese sunt acoperitoare, fiind superioare celor înregistrate în ultimii 5 ani;

b) s-au calculat energiile lunare necesare acoperirii zonei de vârf şi semivârf a graficului de sarcină.

Pentru coeficienţii de aplatisare a curbei de sarcină ($a = P_{med}/ P_{vf}$) de minimum 0,9 (caracteristic pentru curba de sarcină a sistemului energetic românesc) calculul energiei s-a făcut cu relaţia:

$$E_{vf+svf} = (P_{vf} - P_{med}) \times 24;$$

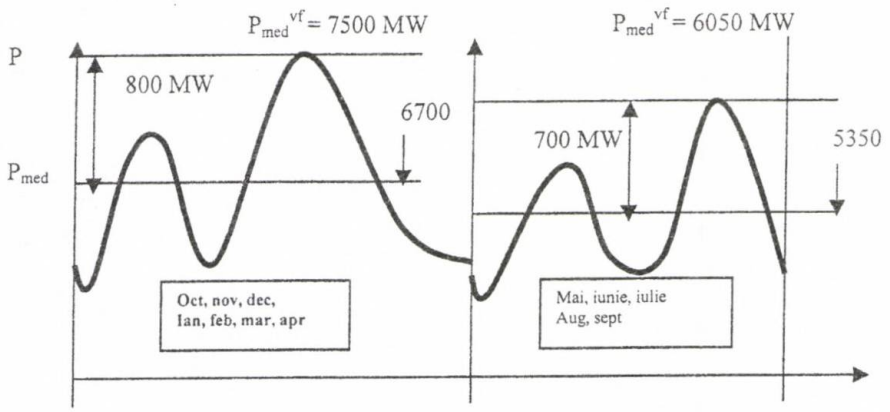



Fig. 2. Grafice de sarcină zilnică utilizate.

c) s-au determinat cantităţile de energie lunare productibile din afluenţa naturală în fiecare amenajare, în energie de bază, respectiv energie de vârf/semivârf.

Calculul s-a făcut în următoarele ipoteze:

→ pentru amenajările de pe râurile interioare în condiţiile unui an secetos ($Q_{afl}$ = 0,8× $Q_{mm}$), pentru ca energiile ce se încadrează în zona de vârf/semivârf să fie minime;

→ pentru CHE Porţile de Fier I în condiţiile unui an normal ($Q_{afl}$ = $Q_{mm}$), pentru ca energiile ce se încadrează în zona de bază să fie maxime.

De asemenea, pentru această centrală s-a considerat funcţionarea numai cu cinci hidroagregate, dat fiind că un hidroagregat va fi retras din exploatare pentru retehnologizare până în anul 2005.

**Observaţie.** În ipotezele de mai sus există condiţiile cele mai dificile de acoperire a zonei de vârf şi semivârf a graficului de sarcină când funcţionarea îndelungată a CHE Porţile de Fier I în bază, impune realizarea întregului volum de servicii de sistem numai de către centralele cu lacuri de acumulare.

Pentru stabilirea zonei din graficul zilnic de sarcină în care se încadrează energia produsă de către fiecare amenajare s-a aplicat următorul mod de abordare:

→ energia productibilă a centralelor cu lacuri de acumulare şi a cascadelor aval se consideră energie de vârf/semivârf, cu excepţia energiei produse de centralele terminale de cascadă ale amenajărilor Argeş (CHE Goleşti), Someş (CHE şi MHC Gilău) şi Sebeş (CHE Petreşti), cu regim de funcţionare continuu, care este considerată energie de bază;

→ energia productibilă a CHE Porţile de Fier II s-a considerat energie de bază, dat fiind regimul constant de funcţionare impus de necesitatea menţinerii constante a nivelului în aval;

→ pentru CHE Porţile de Fier I şi cascadele de centrale de pe Olt şi Siret stabilirea procentului din energia productibilă (dependentă de valoarea debitului afluent zilnic) ce se încadrează în zona de vârf/semivârf, respectiv în zona de bază, s-a făcut prin metoda "încadrării în curba zilnică de sarcină".

Schema de calcul al încadrării este prezentată în anexă, pentru calcule utilizându-se un program de calcul specializat, elaborat în cadrul S.C. Hidroelectrica S.A.

Ordinea încadrării centralelor a fost: CHE Porţile de Fier I, CHE din amenajarea Olt ( încadrarea acestora s-a făcut pe sectoare având acelaşi debit instalat, respectiv Olt superior $Q_i$ = 180 $m^3/s$ , Olt mijlociu, inclusiv CHE Slatina, $Q_i$ = 330 $m^3/s$ şi Olt inferior $Q_i$ = 500 $m^3/s$) şi în final CHE din amenajarea Siret.

Deoarece prezentarea rezultatelor calculelor pentru determinarea producţiilor de energie lunare rezultate din afluenţa naturală pentru fiecare amenajare ar ocupa un spaţiu prea mare, în tabelul 2 s-a făcut doar o prezentare sintetică a acestora;

d) cu energiile lunare necesare acoperirii zonei de vârf/semivârf a graficului de sarcină (punctul a) şi energiile lunare de vârf/semivârf productibile din afluenţa naturală se face "bilanţul energetic al zonei de vârf/semivârf.

Rezultă excedentul/deficitul de energie care trebuie stocat/destocat din rezerva energetică a marilor lacuri de acumulare (tăbelul 3).

Din analiza valorilor de bilanţ rezultă:

- valorile energiei de vârf şi semivârf necesare SEN sunt inferioare (excepţie luna martie) valorilor energiilor disponibile rezultate din afluenţa naturală şi nu este necesar să se apeleze la rezerva de energie a marilor lacuri de acumulare;
- în luna martie, datorită faptului că debitul mediu al Dunării (6800 $m^3/s$) impune funcţionarea CHE Porţile de Fier I în regim de bază, iar debitele râurilor interioare sunt reduse, bilanţul zonei de vârf/ semivârf este deficitar şi trebuie să se apeleze la rezerva energetică a marilor amenajări;
- în lunile în care producţia centralelor cu acumulări depăşeşte necesarul de energie al zonei de vârf/semivârf este normal ca această energie să fie stocată şi să se utilizeze pentru furnizarea serviciilor de sistem.

### 4.2. Acoperirile necesarului de servicii de sistem

Furnizarea serviciilor de sistem este simultană cu procesul de acoperire a zonei de vârf/semivârf a graficului zilnic de sarcină şi se realizează cu hidroagregatele aflate în funcţiune (excepţie face rezerva terţiară). Din acest motiv nu este necesară alocarea unei rezerve de energie acestui scop.

Volumul de servicii de sistem ce poate fi oferit de centralele hidroelectrice este următorul:

a) *reglaj primar:* se realizează prin rezervarea unei benzi de circa 5 % din $P_d$ pe toate hidroagregatele aflate în funcţiune şi nu necesită resurse alocate special;

b) *reglaj secundar frecvenţă – putere:* se realizează prin hidroge-

neratoarele calificate pentru acest serviciu, după cum urmează:

CHE Porţile de Fier I

5× 175 MW banda 80 MW/grup

CHE Ciunget

3× 170 MW banda 150 MW/grup

CHE Vidraru

4× 55 MW banda 20 MW/grup

CHE Mărişelu

3× 73,5 MW banda 20 MW/grup

CHE Stejaru

2× 50 MW banda 20 MW/grup

4× 27,5 MW banda 10 MW/grup

CHE Gâlceag

2× 70 MW banda 15 MW/grup

CHE Retezat

2× 100 MW banda 10 MW/grup

Valoarea benzii maxime de reglaj necesară SEN este de maximum 300-320 MW şi se realizează pe durata în care grupurile calificate se află în funcţiune.

Atunci când grupurile calificate aflate în funcţiune nu asigură banda totală de reglaj este necesar să fie introduse în programul de funcţionare grupuri ce asigură diferenţa de bandă necesară şi care evident trebuie să aibă asigurată resursa necesară.

Practica din ultimii ani în programarea serviciilor de sistem a arătat că există două situaţii distincte în asigurarea benzii necesare reglajului frecvenţă - putere:

• CHE Porţile de Fier I are producţii zilnice sub 14500 MWh (debite afluente sub 4800 $m^3/s$ ).

În această situaţie, în CHE Porţile de Fier I pot funcţiona în reglaj frecvenţă-putere, minimum trei hidroagregate asigurând integral banda necesară.

După curba de frecvenţă a debitelor Dunării acest lucru se realizează în medie 167 zile/an;

• CHE Porţile de Fier I are producţii zilnice peste 14500 MWh.

În această situaţie CHE Porţile de Fier I acoperă parţial banda de reglaj (în ecartul de debite 4800-6800 $m^3/s$) sau nu participă la reglaj (debite afluente peste 6800 $m^3/s$).

Este necesară în această perioadă existenţa unei centrale dedicate reglajului secundar, care să completeze banda de reglaj oferită de celelalte centrale pe râurile interioare. Această centrală nu poate fi decât CHE Ciunget, singura ce poate acoperi integral banda de reglaj.

De aceea CHE Ciunget poate fi numită "centrala de reglaj a SEN" şi programarea funcţionării ei trebuie făcută numai în acest scop.

Considerând că CHE Ciunget asigură integral banda de reglaj, însemnând funcţionarea cu două hidroagregate în bază cu 2×80 MW, este necesar un debit mediu zilnic de 19,0 $m^3/s$, valoare apropiată de debitul mediu multianual al amenajării.

Rezultă că CHE Ciunget poate asigura la limită banda de reglaj secundar pe întreaga durată a anului.

În concluzie se poate afirma că reglajul secundar frecvenţă-putere poate fi asigurat în SEN numai de către CHE la un nivel ce depăşeşte necesarul actual;

c) *rezerva turnantă* se realizează pe hidroagregatele calificate aflate în funcţiune prin rezervarea benzilor necesare/posibile, precum şi prin funcţionarea unor hidroagregate în regim de compensator sincron (CHE Ciunget, CHE Vidraru, CHE Mărişelu);

d) *rezerva terţiară rapidă* se realizează pe hidroagregatele calificate, ce nu au fost prevăzute în oferta zilnică de energie.

Aceste hidroagregate ce se localizează în centralele cu acumulare trebuie să fie menţinute în stare operativă "în rezervă caldă/rece", având asigurate volumele de apă necesare.

S-a stabilit ca centralele hidroelectrice să ţină la dispoziţia SEN, ca rezervă terţiară rapidă, următoarele valori:

• 400 MW în intervalul octombrie - februarie;

• 300 MW în intervalul martie-septembrie.

Valorile rezervei energetice pentru asigurarea acestor puteri sunt date în tabelul 3.

## 5. Rezerva energetică minimă a marilor lacuri de acumulare

Conceptul de siguranţă a sistemului energetic naţional privit din punctul de vedere al asigurării resurselor impune existenţa în marile lacuri de acumulare a unei rezerve care să poată fi utilizată atunci când afluenţa naturală la centralele hidroelectrice nu asigură acoperirea zonei de vârf şi semivârf a curbei de sarcină şi furnizarea întregului volum de servicii de sistem.

*Tabelul 2*

| Luna | CHE Porţile de Fier I | | | CHE pe firul apei | | CHE cu acumulări | | Total | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | $Q_{aflm}$ [$m^3$] | $E_b$ [GWh] | $E_{vf+svf}$ [GWh] | $E_b$ [GWh] | $E_{vf+svf}$ [GWh] | $E_b$ [GWh] | $E_{vf+svf}$ [GWh] | $E_b$ [GWh] | $E_{vf+svf}$ [GWh] |
| ian. | 5100 | 42,3 | 427,8 | 136,1 | 126,4 | 6,9 | 189,3 | 185,3 | 743,5 |
| febr. | 4960 | 38,2 | 386,4 | 126,9 | 141,8 | 6,9 | 172,9 | 172,0 | 701,1 |
| mart. | 6800 | 611,7 | - | 157,8 | 252,2 | 6,9 | 279,5 | 776,4 | 531,7 |
| apr. | 7960 | 626,7 | - | 188,2 | 350,9 | 8,9 | 666,1 | 822,8 | 1017,0 |
| mai | 7500 | 626,7 | - | 231,0 | 408,2 | 8,9 | 944,2 | 867,7 | 1352,4 |
| iun. | 6370 | 472,0 | 91,4 | 214,4 | 347,1 | 8,9 | 684,5 | 696,3 | 1123,0 |
| iul. | 5440 | 300,3 | 208,7 | 159,9 | 315,2 | 6,9 | 475,1 | 467,1 | 999,0 |
| aug. | 4450 | - | 421,6 | 138,9 | 206,4 | 6,9 | 333,7 | 145,8 | 961,7 |
| sept. | 3780 | - | 348,6 | 120,8 | 158,5 | 6,9 | 257,8 | 127,7 | 764,9 |
| oct. | 3930 | - | 375,9 | 127,3 | 163,6 | 6,9 | 259,0 | 134,2 | 798,5 |
| nov. | 5060 | - | 460,3 | 136,7 | 152,3 | 6,9 | 268,8 | 143,6 | 881,4 |
| dec. | 5169 | - | 472,2 | 139,7 | 139,0 | 6,9 | 241,6 | 146,6 | 853,5 |
| Total | - | 2717,9 | 3192,9 | 1877,7 | 2761,6 | 88,8 | 4772,5 | 4685,5 | 10727,7 |

*Tabelul 3*

**Bilanţul energiei în zona de vârf a graficului de sarcină**

[GWh]

| Luna → | ian. | febr. | mart. | apr. | mai | iun. | iul. | aug. | sept. | oct. | nov. | dec. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Energia de bază din afluenţa naturală | 185,3 | 172,0 | 776,4 | 822,8 | 867,7 | 796,3 | 467,1 | 145,8 | 127,7 | 134,2 | 143,6 | 146,6 |
| Energia de vârf şi semivârf din afluenţa naturală | 743,5 | 701,1 | 531,7 | 1017,0 | 1352,4 | 1123,0 | 999,0 | 961,7 | 764,9 | 798,5 | 881,4 | 853,6 |
| Energia de vârf şi semivârf necesară SEN | 595,2 | 537,6 | 595,2 | 576 | 520,8 | 504 | 520,8 | 520,8 | 504 | 595,2 | 576 | 595,2 |
| Energia în rezervă terţiară rapidă 400 MW iarna / 300 MW vara | 297,6 | 268,8 | 223,2 | 216 | 223,2 | 216 | 223,2 | 223,2 | 216 | 297,6 | 288 | 297,6 |
| Necesar : de acoperit (–) excedent (+) | –149,3 | –105,3 | –286,7 | +225,0 | + 608,4 | + 403,0 | + 255,0 | + 217,7 | + 44,9 | – 94,3 | + 17,0 | – 39,2 |
| Rezervă necesară la sfârşitul lunii | 393 | 287 | 0 | 100 | 300 | 400 | 500 | 600 | 675 | 583 | 583 | 543 |

*Tabelul 4*

**Repartizarea rezervei energetice minime necesare pentru acoperirea serviciilor de sistem pe principalele lacuri de acumulare**

| Luna → | ian. | febr. | mart. | apr. | mai. | iun. | iul. | aug. | sept. | oct. | nov. | dec. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Rezerva → minimă** la sfârşitul lunii [GWh] **Amenajarea ↓** | 613 | 507 | 220 | 320 | 520 | 620 | 720 | 820 | 895 | 803 | 803 | 763 |
| Vidra | 147,9 | 116,1 | 30 | 60,0 | 120,0 | 150,0 | 180,0 | 210,0 | 232,5 | 204,9 | 204,9 | 192,9 |
| Vidraru | 218,6 | 197,4 | 140 | 160,0 | 200,0 | 220,0 | 240,0 | 260,0 | 275,0 | 256,6 | 256,6 | 248,6 |
| Fântânele | 98,6 | 77,4 | 20 | 40,0 | 80,0 | 100,0 | 120,0 | 140,0 | 155,0 | 136,6 | 136,6 | 128,6 |
| Oaşa | 73,95 | 58,05 | 15 | 30,0 | 60,0 | 75,0 | 90,0 | 105,0 | 116,2 | 102,4 | 102,4 | 96,4 |
| Izvorul Muntelui | 73,95 | 58,05 | 15 | 30,0 | 60,0 | 75,0 | 90,0 | 105,0 | 116,3 | 102,5 | 102,5 | 96,5 |
| Cote la sfârşitul lunii în acumulări→ [mdM] Vidra | 1256,6 | 1253.4 | 1242,4 | 1247,0 | 1253,8 | 1256,8 | 1259,5 | 1262,0 | 1263,8 | 1261,6 | 1261,6 | 1260,6 |
| Vidraru | 795,5 | 792,1 | 781,9 | 785,6 | 792,5 | 795,7 | 798,6 | 801,5 | 803,5 | 801,0 | 801,0 | 799,9 |
| Fântânele | 970,3 | 966,5 | 951,7 | 958,1 | 967,0 | 970,5 | 973,7 | 976,6 | 978,6 | 976,1 | 976,1 | 974,9 |
| Oaşa | 1229,3 | 1226,1 | 1215,4 | 1219,7 | 1226,5 | 1229,6 | 1232,3 | 1234,9 | 1236,7 | 1234,4 | 1234,4 | 1233,4 |
| Izvorul Muntelui | 476,9 | 475,6 | 471,6 | 473,0 | 475,7 | 477,0 | 478,2 | 479,4 | 480,2 | 479,2 | 479,2 | 478,7 |

Rezerva energetică minimă a marilor lacuri de acumulare poate fi definită ca fiind "cantitatea de energie stocată în principalele lacuri de acumulare, care asigură în SEN acoperirea, în orice moment al anului, a necesarului de energie din zona de vârf şi semivârf a graficului de sarcină şi a întregului volum de servicii de sistem".

Valoarea minimă a rezervei energetice a marilor lacuri de acumulare rezultă din bilanţul lunar al resurselor energetice, prezentat în acelaşi tabel 3.

Prin compunerea valorilor deficitelor din lunile octombrie, decembrie, ianuarie, februarie şi martie (începând cu sfârşitul intervalului deficitar 31.03) rezultă valorile rezervei necesare la sfârşitul fiecărei luni.

Referinţa la care se însumează valorile deficitelor lunare s-a stabilit să fie 100 milioane $m^3$ (pentru a nu se ajunge la golirea completă a lacurilor) la care se adună 120 milioane $m^3$ în acumularea Vidraru (între cotele 778 mdM şi 740 mdM), volum aflat la dispoziţia Companiei Naţionale "Apele Române" ca rezervă strategică pentru alimentarea cu apă a oraşului Bucureşti.

S-a stabilit, de asemenea, ca rezerva energetică minimă să fie localizată numai în principalele cinci acumulări (Izvorul Muntelui, Vidraru, Vidra, Fântânele şi Oaşa).

În tabelul 4 se prezintă valorile totale ale rezervei energetice minime şi modul de repartizare pe cele cinci lacuri de acumulare (valorile minime şi cotele la sfârşitul fiecărei luni).

Trebuie înţeles că rezerva minimă energetică a marilor lacuri de acumulare nu influenţează exploatarea optimă a rezervei energetice,

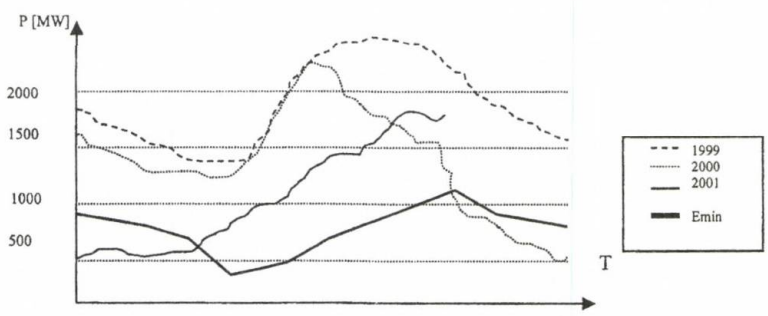



Fig. 3. Evoluţia rezervei energetice în marile lacuri şi limita.

# Sistem de reglare vectorială pentru sarcini multirezonante

dr. ing. Dumitru STANCIU*, ing. Ştefan GAVĂT*, ing. Viorel BUŢĂ*

Proiect : **Convertor de putere cu reglare vectorială fără senzor de viteză pentru alimentarea sarcinilor multirezonante**
Contract : 204/1999
Executant : S.C. IPA S.A.
Finanţare : AMCSIT – POLITEHNICA
Beneficiar şi cofinanţator: S.C. Electrotehnica S.A.
Durata proiectului : 2 ani
Persoana de contact : D. Stanciu, tel. 230.71.10,
fax : 230.70.63, e-mail : gavat@ipa.ro

**Rezumat**

*În lucrare se prezintă o soluţie pentru sistemul de reglare vectorială fără senzor de viteză a curentului unei sarcini multirezonante, compusă din motor asincron şi filtru capacitiv. Sistemul reglează modulul fluxului statoric, viteza motorului fără senzor de viteză, calculează modulul curentului absorbit de filtrul capacitiv şi pe baza acestor semnale calculează modulul şi faza vectorului de curent al ansamblului motor asincron-filtru capacitiv. De asemenea, sistemul asigură autoconducerea după componentele rectangulare ale fluxului statoric. Ca urmare a măsurilor luate, sistemul de reglare vectorială permite funcţionarea continuă sub şi peste frecvenţa de rezonanţă principală şi atenuează puternic efectele frecvenţei de rezonanţă secundare. Sunt prezentate, de asemenea, rezultatele experimentale obţinute.*

## Introducere

Lucrarea se referă la un sistem de reglare vectorială fără senzor de viteză pentru sarcini multirezonante. Sarcina multirezonantă este constituită dintr-un ansamblu compus din motor asincron şi filtru capacitiv. Prezenţa filtrului capacitiv pentru realizarea în principal a tensiunii cvasisinusoidale la bornele maşinii electrice solicită controlul corect al puterii active şi reactive absorbite de ansamblul motor asincron-filtru capacitiv. Soluţiile clasice, scalare sau vectoriale, cunoscute pentru variaţia vitezei motorului asincron nu pot fi aplicate în acest caz, fiind necesare soluţii noi pentru sistemul de reglare, care să ţină cont de prezenţa filtrului capacitiv.

## Reglarea vectorială a curentului sarcinii multirezonante

Spre deosebire de reglarea vectorială convenţională în care se calculează componentele rectangulare ale curentului motorului faţă de un sistem de axe rotitor, atunci când sarcina este multirezonantă este necesar să se calculeze componentele rectangulare ale curentului ansamblului motor asincron-filtru capacitiv.

Diagrama vectorială a ansamblului motor asincron-filtru capacitiv în cazul reglării vectoriale a curentului statoric raportată la flux este arătată în figura 1.

Dacă se neglijează căderea de tensiune pe rezistenţa statorică $R_s I_s \approx 0$, atunci vectorul fluxului $\bar{\phi}$ este defazat cu $\pi/2$ în urma vectorului de tensiune $\bar{U}$.

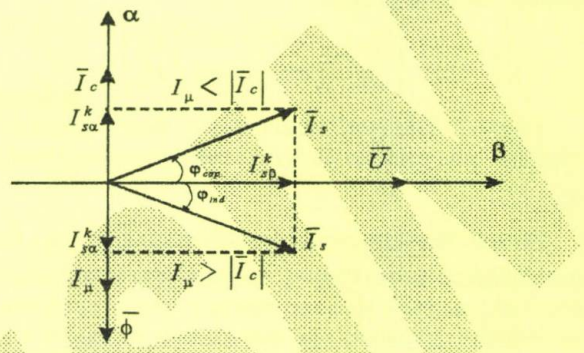



Fig.1. Diagramă vectorială a sarcinii multirezonante.

Vectorul curentului prin condensatoare $\bar{I}_c$ este defazat cu $\pi/2$ înaintea vectorului de tensiune $\bar{U}$, dacă se neglijează componenta activă a curentului prin condensatoare.

Frecvenţa de rezonanţă principală a circuitului LC, format în principal din inductanţa de magnetizare a motorului şi condensator, este: $\omega_0 = 1/\sqrt{LC}$, iar frecvenţa de rezonanţă secundară, datorată în principal inductanţei de scăpări totale $L_\sigma$, care însumează inductanţa de scăpări a statorului şi rotorului este: $\omega_0 = 1/\sqrt{L_\sigma C}$.

Dacă se notează $I^k_{s\alpha}, I^k_{s\beta}$ componentele rectangulare ale curentului statoric al motorului asincron faţă de un sistem de axe $\alpha,\beta$ care se roteşte cu frecvenţa statorică, atunci componenta activă $I^k_{s\beta}$ a curentului statoric, care dictează cuplul, este asociată cu ieşirea regulatorului de viteză şi este în fază cu vectorul de tensiune $\bar{U}$, iar componeta reactivă a curentului ansamblului motor asincron-filtru capacitiv $I^k_{s\alpha}$ este suma algebrică dintre curentul de magnetizare al motorului $I_\mu$ asociat cu ieşirea regulatorului de flux şi modulul curentului prin condensator $|\bar{I}_c|$, adică:

$$I^k_{s\alpha} = |\bar{I}_c| - I_\mu .$$

Pentru frecvenţe de funcţionare mai mici decât frecvenţa de rezonanţă principală, $\omega_0$, avem $I_\mu > |\bar{I}_c|$; $I^k_{s\alpha} < 0$, defazajul $\varphi < 0$, adică curentul este defazat în urma tensiunii, ansamblul motor-condensator funcţionează în regim inductiv (cadranul IV).

Pentru frecvenţe de funcţionare mai mari decât frecvenţa de rezonanţă principală $\omega_0$ avem $I_\mu < |\bar{I}_c|$; $I^k_{s\alpha} > 0$, defazajul $\varphi > 0$, curentul este defazat înaintea tensiunii, ansamblul motor-condensator funcţionează în regim capacitiv (cadranul I).

* S.C. IPA S.C.

Atât componenta activă, cât şi cea reactivă sunt calculate într-un sistem de axe rotitor, deci sunt mărimi continue, trecerea la mărimile statorice, $I^s_{s\alpha}$, $I^s_{s\beta}$, făcându-se utilizând semnalele în cuadratură, $\sin\theta, \cos\theta$, generate de fluxul statoric, conform relaţiei:

$$\begin{bmatrix} I^s_{s\alpha} \\ I^s_{s\beta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\theta & -\sin\theta \\ \sin\theta & \cos\theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I^k_{s\alpha} \\ I^k_{s\beta} \end{bmatrix}$$

Modulul curentului ansamblului motor asincron-filtru capacitiv este valoarea de vârf a componentelor rectangulare $I^s_{s\alpha}$, $I^s_{s\beta}$.

Efectele frecvenţei secundare de rezonanţă, $\omega_1$, datorată inductanţei de scăpări totale, apar mai ales în sarcină. Aceste efecte sunt puternic atenuate intrinsec prin modul de realizare a sistemului de reglare, mai ales a buclei de reglare a vitezei, care este de fapt o buclă de tensiune, căreia i se asociază componenta activă a curentului motorului (cuplul).

**Rezultate experimentale**

A fost realizat şi experimentat un sistem de reglare vectorială pentru sarcini multirezonante în cadrul unui convertor static de frecvenţă a cărui electronică de putere este compusă din redresor comandat, circuit de stingere forţată şi invertor de curent. Convertorul static de frecvenţă are ca sarcină un motor asincron cu rotorul în scurtcircuit de 5,5 kW la 1500 rot/min conectat în stea şi un filtru capacitiv de 3x200 μF.

Redresorul comandat realizat cu tiristoare convenţionale reglează modulul curentului ansamblului motor asincron-filtru capacitiv, iar invertorul de curent realizat cu tiristoare convenţionale, comandat cu pulsuri de durată $120^0$ E dictează faza. Circuitul de stingere forţată, realizat cu tranzistoare cu blocare pe poartă IGBT asigură blocarea invertorului atunci când ansamblul motor asincron-filtru capacitiv funcţionează în regim inductiv.

Schema bloc a sistemului de reglare vectorială pentru sarcini multirezonante este arătată în figura 2.

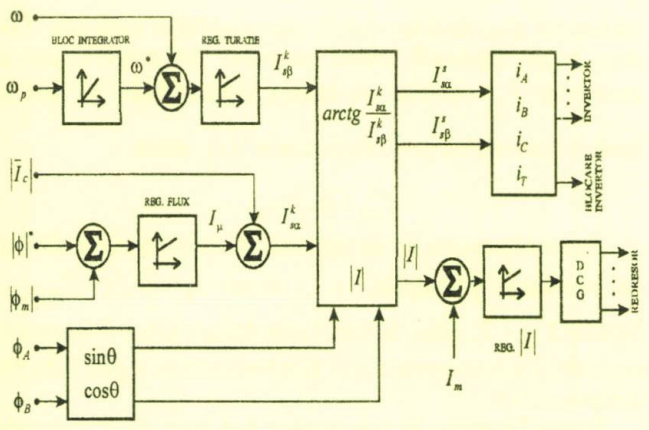



Fig. 2. Schema bloc a sistemului de reglare vectorială pentru sarcini multirezonante.

Sistemul de reglare vectorială cuprinde, în principal, următoarele blocuri funcţionale şi realizează următoarele funcţii:

- regulator de viteză ω, care realizează reglarea vitezei fără senzor de măsură ;
- regulator de modul de flux $|\phi_m|$ ;
- regulator pentru modulul curentului ansamblului motor asincron-filtru capacitiv $|I|$ ;
- calculul componentelor rectangulare ale fluxului, din fluxul pe fazele A şi B, respectiv $\phi_A$ şi $\phi_B$;
- calculul componentelor rectangulare ale curentului condensatoarelor şi a modulului acestuia, $|\bar{I}_C|$ ;
- generator de semnal sinusoidal în cuadratură cu frecvenţa variabilă în funcţie de valoarea semnalului aplicat la intrare;
- bloc de comutare ;
- algoritm de calcul al modulului şi fazei vectorului de curent ;
- circuite de generare şi separare galvanică a impulsurilor pentru redresor, invertor şi circuitul de stingere forţată.

Sistemul permite pornirea motorului prin intermediul unui generator local de unde sinusoidale în cuadratură cu frecvenţă variabilă, care permite conducerea după alunecare, ca în sistemul de reglare vectorială convenţională; de asemenea se realizează autoconducerea sistemului după componentele rectangulare ale fluxului statoric.

Rezultatele experimentale obţinute sunt puse în evidenţă şi de formele de undă arătate în figura 3, unde pentru frecvenţa de 30 Hz, în regim staţionar sunt arătate patru mărimi cu motorul atât în gol, cât şi în sarcină, şi anume: a) curentul pe fază debitat de invertor, b) curentul pe fază absorbit de motor, c) curentul pe fază absorbit de filtru capacitiv, negat şi d) semnal proporţional cu tensiunea pe fază a motorului. Se constată că la această frecvenţa cu motorul în gol curentul debitat de invertor este foarte mic, ceea ce înseamnă că suntem în apropierea frecvenţei de rezonanţă principale.

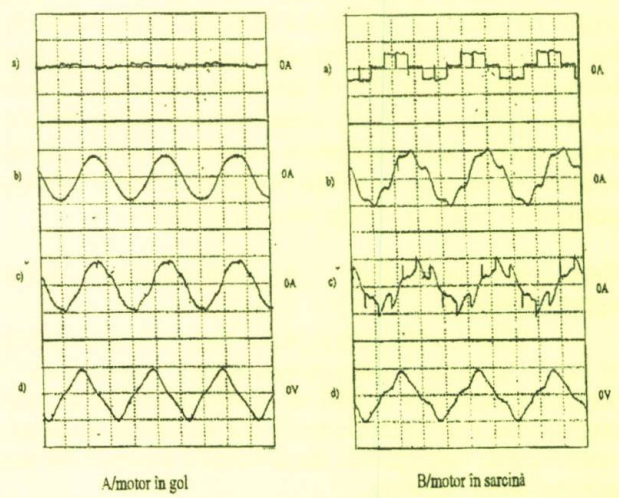



Fig. 3. Regim staţionar, f ≅ 30 Hz (10 ms/div): a – curentul pe fază debitat de invertor (10 A/div.) ; b - curentul pe fază al motorului (10 A/div.); c - curentul pe fază al filtrului capacitiv (10 A/div.); d – semnal proporţional cu tensiunea pe fază a motorului (100 V/div.)

De asemenea, se observă influenţa frecvenţei de rezonanţă secundare (≈ 120 Hz) asupra curentului absorbit de motor şi de condensator, precum şi asupra tensiunii la bornele motorului,

atunci când motorul este în sarcină faţă de situaţia în care motorul este în gol. Influenţa acestei frecvenţe este mult atenuată de schema de reglare.

## Concluzii

În lucrare se prezintă o soluţie pentru sistemul de reglare vectorială fără senzor de viteză a curentului unei sarcini multirezonante, compusă din motor asincron şi filtru capacitiv. Sunt prezentate, de asemenea, rezultatele experimentale obţinute.

Sistemul de reglare vectorială calculează modulul şi faza vectorului de curent pentru ansamblul motor asincron-filtru capacitiv din semnalul de ieşire al regulatorului de flux, modulul curentului absorbit de filtrul capacitiv şi semnalul de ieşire al regulatorului de viteză şi asigură autoconducerea sistemului după componentele rectangulare ale fluxului statoric.

Ca urmare a măsurilor luate, sistemul de reglare vectorială permite funcţionarea continuă sub şi peste frecvenţa de rezonanţă principală şi atenuează puternic efectele frecvenţei de rezonanţă secundare, aşa cum rezultă şi din formele de undă experimentale.

## BIBLIOGRAFIE


[1] Hyung-Soo Mok, Seung-Ki Sul, Min-Ho Park, A *Load Commutated Inverter-Fed Induction Motor Drive System Using a Novel DC-Side Commutation Circuit.* În: IEEE Transactions on Industry Applications vol. 30; no. 3, May/June 1994; pp. 736-745

[2] Hovermann, M., Orlik, B., Schumacher, U. *Field Oriented Control of Induction Motor without Speed Sensor with Control and Correction for the Flux Angle,* Intelligent Motion, June,1997, Proceedings, pp. 387-394

[3] Ferrier, R. *High Reliability Large Induction Motor Drives,* The Joint Power Conference of IEEE and ASME Milwaukee, Wisconsin, 1985

[4] Bin Wu, Dewan, S.B., Slemon, G. R. *PWM – CSI Inverter for Induction Motor Drives.* În: IEEE Transactions on Industry Application , vol. 28, no. 1, 1992, pp64 –71

[5] Amier, G. A *New Control for Current – Source Inverters with Self-Extinction Devices Combining Low Distortion of Voltage and Current with Fast Dynamic Response,* EPE Firenze, 1991, pp.3-211 – 3-216

[6] Hintze, D., Schroder, D. *Four Quadrant AC-Motor Drive with a GTO Current Source Inverter with Low Harmonics and on Line Optimized Pulse Pattern,* IPEC TOKYO 1990, pp. 405 - 412

[7] Stanciu, D., Gavăt, St., Buţă, V. *Vector Control Power Converter for Feeding Multiresonant Loads,* International Conference A&Q; Cluj-Napoca, 2000, vol.II, pp.85 – 94.


# Echipament de protecţie pentru depistarea automată a scăderii izolaţiei la motoarele de 6 kV

**ing. Anton Ungureanu , ing Onita Calotă*, ing. Eduard Buleziuc****

Proiect: **Tehnologie şi echipament de protecţie pentru depistarea automată a scăderii izolaţiei la motoarele de 6 kV**
Contract: 608/2000
Executant: S.C. ICEMENERG S.A.
Finanţator: AMCSIT – POLITEHNICA
Beneficiar şi cofinanţator: S.C. Termoelectrica S.A.
Durata proiectului: 14 luni
Persoana de contact: Anton Ungureanu – tel. 346 47 86/210
e-mail: ungureanu@icemenerg.vsat.ro

**Rezumat**

*Deteriorarea izolaţiei înfăşurărilor statorice este cauzată de mai mulţi factori, cu consecinţe financiare importante. Diminuarea costurilor se poate face prin verificarea periodică a izolaţiei, cu o frecvenţă mărită, şi programarea reparaţiilor în funcţie de starea acesteia.*

*Util, în această situaţie, este un echipament care să verifice automat starea izolaţiei, în perioada cât motorul nu funcţionează, şi să fie anulat procesul de pornire dacă izolaţia se găseşte sub o anumită valoare.*

## Introducere

Distrugerea izolaţiei reprezintă cauza principală a scoaterii din funcţiune a motoarelor electrice.

Procesul de deteriorare a izolaţiei se produce ca urmare a îmbătrânirii, în regimul normal de funcţionare a motorului. Are loc însă şi o accelerare a deteriorării izolaţiei ca urmare a unor factori perturbatori cum sunt suprasarcinile termice, eforturile electrodinamice din momentul pornirii, supratensiunile din momentul opririi, umiditatea excesivă etc. În aceste condiţii, fiecare pornire găseşte o izolaţie tot mai slabită ce se deteriorează în continuare, cu fiecare ciclu pornire-oprire şi culminează cu amorsarea unor deteriorări majore, violente, a căror remediere se face cu costuri importante.

Depistarea la timp a slăbirii izolaţiei până la un anumit nivel, considerat critic, permite o intervenţie cu costuri minime, pentru recondiţionarea izolaţiei motorului.

În momentul de faţă, nivelul de izolaţie considerat critic se stabileşte numai cu ocazia reviziilor sau după apariţia unui defect. Ultima situaţie este cazul frecvent şi reprezintă o situaţie care trebuie evitată.

Urmărirea permanentă a stării izolaţiei, prin măsura automată a rezistenţei de izolaţie când motorul este oprit, reduce substanţial atât apariţia defectelor, cât şi costul reparaţiei.

Completarea protecţiei motoarelor cu un echipament care să verifice starea izolaţiei când motorul este în rezerva caldă şi să blocheze pornirea acestuia dacă nivelul izolaţiei se află sub un nivel considerat critic, are drept consecinţă reducerea cheltuielilor pentru reparaţii cu valori semnificative.

## Principiul de funcţionare

Principiul de funcţionare se bazează pe metoda de verificare a rezistenţei de izolaţie cu ajutorul megohmetrului electronic.

Schema bloc este prezentată în figura 1.

Elementele componente ale schemei bloc sunt:

* Institutul Naţional de Cercetare-Dezvoltare pentru Energie - ICEMENERG, Bucureşti
** S.C. Termoelecrica S.A.

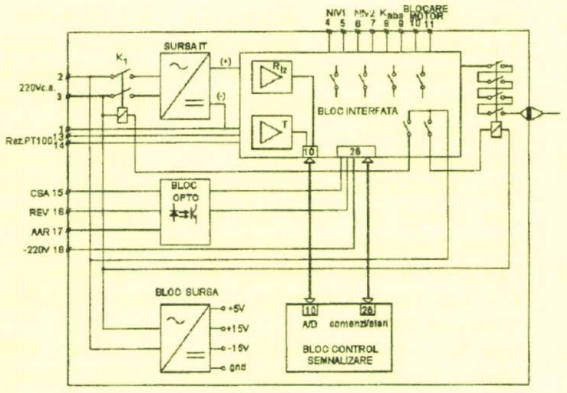



Fig. 1.

- bloc control şi semnalizare;
- bloc interfaţă ;
- sursă de tensiune continuă de 2500 V;
- bloc sursă operativă.

• **Blocul de control**, construit cu microcontroler, reprezintă elementul principal al echipamentului şi realizează:

- calculul rezistenţei de izolaţie şi al coeficientului de absorţie admise, în funcţie de temperatură, conform PE 116; se face conform relaţiilor:

• rezistenţa de izolaţie:

$$R_{iz.o} > ( K* U[V] ) / (1000 + P [kW]/100 ); \quad (1)$$

• coeficientul de absorbţie:

$$K_{abs}=R60 / R15 >1,3 \quad (2)$$

unde: U este tensiunea de alimentare a motorului;
P - puterea motorului;
K - coeficient de corecţie, care depinde de temperatura înfăşurării, evidenţiată prin termorezistenţa Pt 100 sau prin elemente similare.

R15, R60 - rezistenţele măsurate după 15s , respectiv 60 s;

-măsurarea rezistenţei de izolaţie din instalaţia urmărită (prin conversie analog-digitală) şi calculul coeficientului de absorbţie;

-admiterea/blocarea pornirii;

-semnalizarea prin relee şi LED-uri.

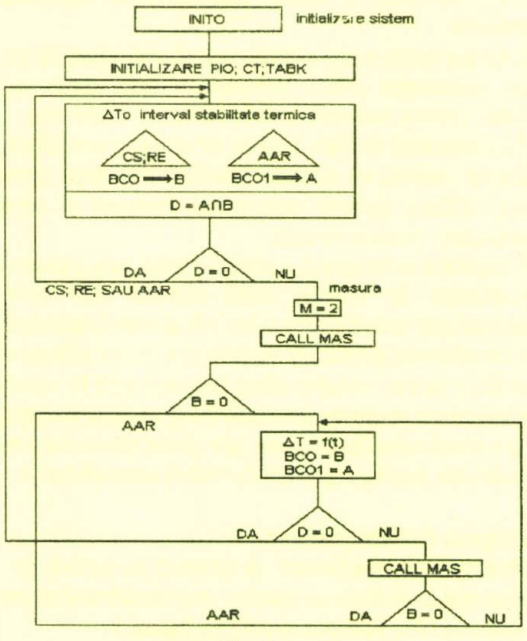



Fig. 2.

Organigrama de calcul al celor două praguri şi a coeficientului de absorţie este prezentată în figura 2.

Valoarea rezistenţei de izolaţie admisă pentru pornire, $R_{iz.o}$, (cu care se compară valoarea măsurată a izolaţiei) nu se reglează. Ea se calculează conform relaţiei (1), ţinând seama de variaţia cu temperatură a coeficientului K (valoarea temperaturii se determină cu ajutorul unui traductor de temperatură, în lipsa acestuia sau a informaţiilor acestuia, echipamentul ia în calcul valoarea coeficientul K pentru t = 20°C.

Valoarea reală a rezistenţei de izolaţie, $R_{iz}$, (obţinută în urma măsurătorii) se compară cu valoarea admisă, $R_{iz.o}$, de mai sus, multiplicată cu un coeficient ($S_2$), rezultând condiţia pentru al doilea prag (pragul critic pentru care motorul nu trebuie pornit):

$$R_{iz} < S_2.R_{iz.o}. \quad (3)$$

Primul prag, de avertizare, se determină ca mai sus, respectiv multiplicarea cu un coeficient ($S_1$), rezultând:

$$R_{iz} < S_1.R_{iz.o}. \quad (4)$$

Între cei doi coeficienţi există legatura:

$$S_1 = S_2 + 0,3. \quad (5)$$

Intervalul de timp între două măsurători succesive ale rezistenţei de izolaţie, pentru motorul aflat în rezerva caldă, poate fi reglat pentru două valori.

Funcţionarea dispozitivului este condiţionată de poziţia întrerupătorului, starea celulei şi instalaţia AAR.

Schema de conectare în instalaţie este prezentată în figura 3.

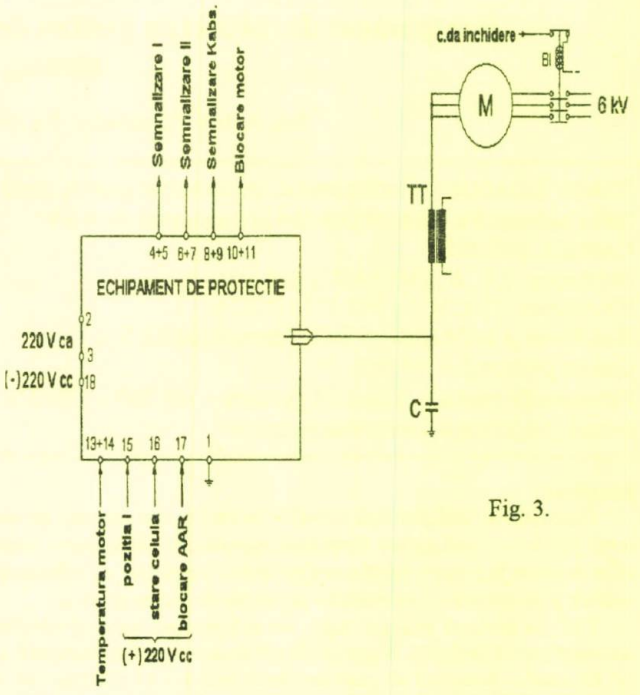



Fig. 3.

Conectarea echipamentului se face în punctul neutru al înfăşurării motorului, prin intermediul unui divizor inductiv – capacitiv (TT – C).

**BIBLIOGRAFIE**

[1] Lazu, C., Corlăţeanu, V. *Maşini electrice*, Editura Didactică şi Pedagogică, Bucureşti, 1962.

[2] Contract 608/2000 - *Echipament de protecţie pentru depistarea automată a scăderii izolaţiei la motoarele de 6 kV.*

[3] PE 116/94. *Normativ de încercări şi măsurători la echipamente şi instalaţii electrice.*

volumele la care se exploatează în situații normale acumulările energetice fiind mult superioare celor din rezerva minimă.

În figura 3 se prezintă evoluția rezervei energetice în marile lacuri de acumulare în comparație cu limitele stabilite ale rezervei minime.

## Concluzii

Conceptul de siguranță în funcționarea sistemului energetic național, privit din punctul de vedere al asigurării resurselor, impune existența în marile lacuri de acumulare a unei rezerve energetice minime, care, împreună cu afluența naturală a râurilor amenajate, să poată asigura în cele mai nefavorabile situații hidrologice (an secetos) necesarul de energie pentru acoperirea zonei de vârf și semivârf a graficului zilnic de sarcină și furnizarea necesarului de servicii de sistem.

Asigurarea rezervei minime energetice în marile acumulări trebuie să constituie o obligație pentru cei ce planifică și dispecerizează funcționarea sistemului energetic, iar această obligație trebuie prevăzută printr-o reglementare ANRE.

**BIBLIOGRAFIE**


[1] Cogălniceanu, Al. *Bazele tehnice și economice ale hidroenergeticii*, Ed. Tehnică, 1986.

[2] Gheorghiescu, P., Drăguşin, D., Dragomir, M, Stoican, M. *Software specializat pentru încadrarea centralelor hidroelectrice în curba zilnică de sarcină a SEN cu aplicarea la elaborarea ofertei zilnice a S.C. Hidroelectrica S.A.*. În: Energetica, 49, nr. 2 - 2001, p. 57.

[3] Gheorghiescu, P., Stoican, M., Dragomir, M., Mîndrican, A. *Metoda de planificare a producției de energie a centralelor hidroelectrice.* În: Energetica, 49, nr. 4 , 2001, p.179.

[4] S.C. Hidroelectrica S.A. *Raport de exploatare*, 1999, 2000.


**ANEXĂ**

**Calculul încadrării centralelor în graficul zilnic de sarcină**

Pentru stabilirea locului pe care îl poate ocupa în graficul zilnic de sarcină o centrală electrică se utilizează "curba de analiză a graficului de sarcină".

Curba de analiză constă în reprezentarea grafică a valorilor funcției energie E = E( P), (fig. 1), unde:

$$E(P)=\int_0^P t(P)dP\,, \qquad P\in[0,P_{max}].$$

Pe curba de analiză o centrală programată să funcționeze cu o energie $E_{CHE}$ poate fi plasată să funcționeze în mai multe zone, rezultând valori diferite ale puterii de funcționare.

În cazul centralelor pe firul apei, atunci când se încearcă încadrarea în zona de semivârf pot apărea situațiile prezentate în figura 2.

Situațiile ① și ②, valorile energiilor zilnice, E1, E2, conduc prin încadrarea în zona de semivârf la puteri $P_i$ mai mici decât puterea disponibilă a centralei sau cel mult egală cu aceasta. În aceste situații întreaga energie produsă este considerată energie de semivârf.

În cazul ③, valorile energiei zilnice, $E_3$, conduc la o încadrare în zona de semivârf la puteri ce depășesc puterea disponibilă a centralei, este evident că o parte din energie trebuie încadrată în zona de bază.

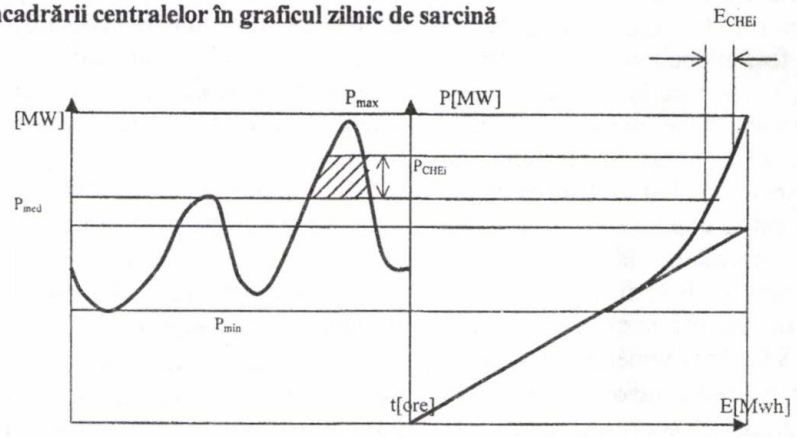



Fig. 1. Curba de analiză a graficului de sarcină.

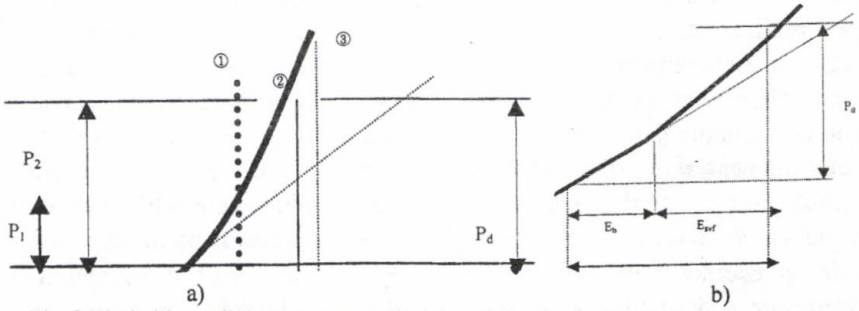



Fig. 2. Variațiile posibile de încărcare în curba zilnică de sarcină a centralelor pe firul apei.

Se procedează la modificarea încadrării ca în figura 2b și se determină $E_b$ și $E_{svf}$.

La limită se ajunge la situația în care întreaga energie să fie energie de bază.

**Referent: conf. dr. ing. Marin Ghergu – Facultatea de Energetică, UPB**

**(Primit la 5 iulie 2001, acceptat la 17 septembrie 2001)**

# Modernizarea sistemului de reglare al turbinelor bulb din CHE Porţile de Fier II. Probe de performanţe de reglaj

ing. Andra MOCLINDA**
ing. Marin BALABAN**

*Reparaţia capitală cu modernizare a hidroagregatului nr.6 din centrala Porţile de Fier II a cuprins şi înlocuirea regulatorului electrohidraulic existent al turbinei bulb cu un sistem modern numeric de reglare şi control, furnizat şi instalat de firma elveţiană VA TECH Escher Wyss. În lucrare, autorii îşi propun să prezinte volumul lucrărilor de modernizare a sistemului de reglare, structura şi funcţiunile acestuia, precum şi rezultatele probelor de punere în funcţiune efectuate la sfârşitul lunii mai 2001.*

Descriptori: centrală hidroelectrică, turbină, turbină hidraulică, reglare

## Introducere

În cadrul acţiunii de reparaţie capitală cu modernizare începută la sfârşitul anului 1999 la hidroagregatul nr. 6 (27 MW) din centrala hidroelectrică Porţile de Fier II, regulatorul de turaţie electrohidraulic a fost înlocuit cu un echipament numeric cu funcţiuni complexe şi performanţe superioare. Echipamentul a fost livrat şi instalat de compania VA TECH Escher Wyss din Elveţia, conducerea proiectului fiind asigurată de reprezentanţa din Bucureşti a firmei elveţiene. La execuţia lucrării au colaborat societăţile S.C. Energomontaj S.A., care a asigurat montajul echipamentului în centrală sub coordonarea companiei VA TECH Escher Wyss, respectiv a firmei S.C. ASTI Control S.A., care a realizat asamblarea dulapului electronic. Echipamentul este similar cu cel instalat de aceeaşi companie la retehnologizarea hidroagregatelor din centrala Porţile de Fier I.

Modernizarea regulatorului automat de viteză (RAV) s-a realizat în paralel şi coordonat cu lucrările de modernizare a sistemului de automatizare şi control al hidroagregatului, executate de IMSAT S.A. cu colaborarea firmelor C.S. AEIC S.A. şi S.C. ASTI Control S.A. Proiectantul general al sistemului de automatizare este S.C. ISPH S.A.

Reparaţia capitală a hidroagregatului nr. 6 s-a încheiat în cursul lunii mai a.c. prin efectuarea probelor de punere în funcţiune. Proba de 72 ore s-a desfăşurat în zilele de 24–27 mai, fără incidente, maşina fiind pusă în continuare la dispoziţia sistemului energetic naţional.

Atât probele de punere în funcţiune, cât şi proba de 72 ore au pus în evidenţă calitatea echipamentelor nou instalate şi a lucrărilor de reparaţii şi modernizare executate.

## 1. Scopul lucrării de modernizare a sistemului RAV

Necesitatea modernizării vechiului regulator de turaţie a decurs din fiabilitatea redusă şi comportarea necorespunzătoare în exploatare a acestuia, cu consecinţe negative asupra funcţionării hidroagregatului.

În plus, modernizarea sistemului RAV se înscrie în strategia generală a companiei S.C. Hidroelectrica S.A. cu privire la creşterea performanţelor tehnice ale echipamentelor la nivelul performanţelor mondiale, pentru a face posibilă îndeplinirea cerinţelor UCTE referitoare la conectarea sistemului energetic al României la cel vest-european.

Cerinţele beneficiarului cu privire la modernizarea sistemului RAV au fost formulate în caietul de sarcini care a stat la baza execuţiei lucrării. Lucrarea a avut ca scop:

- înlocuirea regulatorului automat electronic al turbinei cu un sistem numeric de reglare şi control;
- modernizarea blocului de comandă hidraulică;
- înlocuirea traductoarelor de reacţie (eliminarea reacţiilor mecanice de poziţie) şi a traductoarelor mărimilor fizice care intervin în procesul de reglare;
- instalarea unui sistem digital de monitorizare a turaţiei şi de protecţie la ambalare.

## 2. Structura şi funcţionarea sistemului de reglare/control al turbinei

### 2.1. Conceptul de reglare/control al turbinei

Regulatorul automat al turbinei nr. 6 a fost proiectat şi executat în conformitate cu conceptul standard al companiei VA TECH Escher Wyss cu privire la reglarea şi controlul turbinelor cu dublă reglare, cu respectarea cerinţelor specifice centralei Porţile de Fier II.

Noul regulator automat este conceput sub forma unui sistem integrat cu funcţiuni complexe, motiv pentru care se consideră că noţiunea de "sistem de reglare/control al turbinei", utilizată în această prezentare, este mai adecvată decât denumirea consacrată, dar restrictivă, de "regulator automat de viteză" (RAV). Respectând uzanţele exprimării tehnice, în continuare se va folosi denumirea de "sistem RAV", cu precizarea că aceasta desemnează ansamblul funcţional complex, care va fi descris pe scurt în continuare.

Sistemul RAV conceput şi realizat de compania VA TECH Escher Wyss asigură realizarea tuturor regimurilor de funcţionare specifice unei turbine bulb instalate într-o centrală fluvială. Este destinat în special funcţionării complet automate a hidroagregatului, cu comandă de la distanţă de la sistemul de

* Energy Consult S.A. (Reprezentanţa VA TECH Hydro) – Bucureşti.
** Uzina CHE Porţile de Fier II.

automatizare supraordonat, având însă şi posibilităţi de comandă manuală în regim local.

**2.2. Structura sistemului de reglare/control**

Sistemul automat de comandă/control al turbinei este constituit din următoarele părţi funcţionale:

a) **Partea electronică de comandă/control**, în execuţie modulară, cu echipamente numerice din seria DTL595 (sistemul modular SICOS COMPACT produs de firma SULZER Electronics), realizate cu microprocesor pe 32 biţi MC6834, compusă din:

- regulatorul numeric al turbinei (DTL1);
- sistemul numeric de monitorizare a turaţiei (SM);
- echipamentul numeric în configuraţie simplificată (DTL2) cu rol de sistem de control de avarie, care îndeplineşte funcţia de limitator electronic al deschiderii aparatului director.

Fiecare dintre cele trei echipamente numerice este compus dintr-o unitate centrală de calcul, la care sunt conectate module de intrare/ieşire pentru realizarea schimbului de semnale cu procesul şi cu automatica agregatului. Schimbul de semnale cu automatica agregatului se realizează atât prin software (prin interfaţă serială şi magistrală de date), cât şi prin cablare directă.

Partea electronică a sistemului RAV este asamblată într-un dulap de automatizare standard, integrat în frontul de panouri al centralei.

Pentru operare în regim "local", pe dulapul RAV este amplasat un panou digital de operare-monitorizare, conectat prin interfaţă serială la sistemul numeric.

Arhitectura hardware a sistemului numeric RAV este prezentată schematic în figura 1.

b) **Sistemul hidraulic** se compune din următoarele subansambluri:

• *Blocul de comandă hidraulică.* Acesta conţine:

- servoventilele proporţionale de fabricaţie Bosch, cu rol de ventile de reglare pentru poziţia aparatului director şi a rotorului;
- electroventilul pentru închiderea de avarie;
- filtrul de ulei dublu, cu indicarea automată a stării de înfundare;
- traductorul de presiune pentru măsurarea presiunii în sistemul de reglare;
- traductoarele liniare de poziţie amplasate pe sertarele de comandă ale aparatului director şi rotorului.

• *Sistemul de traductoare* pentru monitorizarea reacţiilor şi a parametrilor de funcţionare ai turbinei, care cuprinde:

- traductoarele liniare de poziţie amplasate pe servomotoarele aparatului director şi rotorului;
- limitatoare de cursă pentru verificarea deblocării rotorului, respectiv aparatului director;
- traductoarele (senzorii) de turaţie amplasate pe arborele turbinei;
- traductoarele de nivel din amonte şi aval pentru determinarea căderii nete.

Sistemul RAV este realizat cu reacţie electrică, prin soluţia de modernizare realizându-se desfiinţarea reacţiilor mecanice.

**2.3. Funcţionarea sistemului de reglare/control turbină**

Principalele funcţii ale sistemului RAV modernizat (prezentate pe scurt), sunt:

- realizarea prin software a corelaţiei optime dintre deschiderile aparatului director şi a rotorului ("cama electronică");
- controlul poziţiei servomotoarelor aparatului director şi rotorului prin intermediul unor bucle de reglare PD;
- controlul adaptiv al legăturii combinatorice prin modulul software specializat "control camă adaptivă";
- limitarea deschiderii aparatului director şi rotorului în funcţie de condiţiile specifice de funcţionare ;
- controlul turaţiei la pornire, mers în gol, oprire şi funcţionare pe reţea izolată, prin intermediul unei bucle de reglare PID, cu selecţia automată a constantelor de reglaj (Kp, Ti, Td), în funcţie de regimul de funcţionare activ. Măsurarea continuă a turaţiei se realizează printr-un sistem redundant ;
- protecţia la supraturaţie la aruncare de sarcină (controlul ambalării hidroagregatului);
- regulator de deschidere în buclă PI, cu agregatul conectat la sistem;
- regulator de putere în buclă PI, cu agregatul conectat la sistem;
- regulator de debit în buclă PI, cu agregatul conectat la sistem;
- calculul debitului turbinat pe baza parametrilor măsuraţi: nivel amonte şi aval, turaţie, deschidere aparat director, deschidere rotor;
- semnalizarea situaţiilor de avarie survenite în sistemul de reglaj şi înregistrarea automată a parametrilor şi evenimentelor.

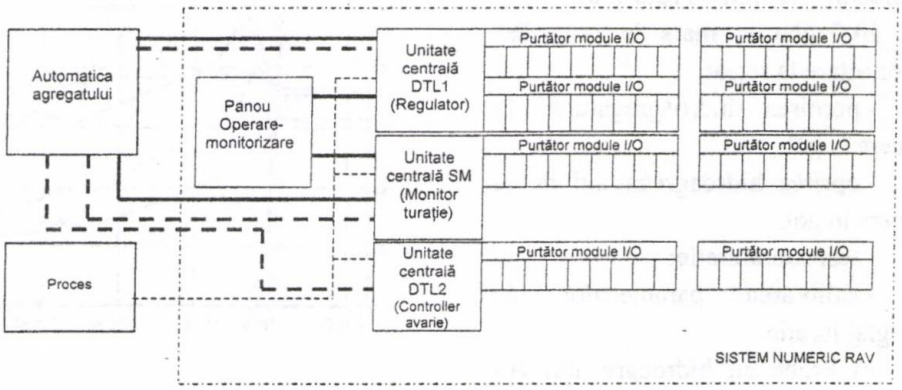



Fig. 1. Arhitectura hardware a sistemului numeric RAV:
——— comutaţia serială dintre echipamentele numerice; - - - - schimbul de semnale prin cablare directă; —•—•— sistemul numeric RAV.

Toate funcţiile sistemului RAV sunt realizate prin software. Programarea celor trei unităţi centrale ale sistemului numeric s-a realizat folosind utilitarul specializat SICOS ACCESS, destinat sistemelor de automatizare realizate cu componente SICOS COMPACT. Accesul la informaţiile procesate de sistemul numeric RAV se poate face prin intermediul utilitarului CUSTOMER SICOS ACCESS, utilizând un calculator PC conectat la unitatea centrală DTL1.

## 3. Rezultate obţinute la probele de punere în funcţiune

Probele de punere în funcţiune au pus în evidenţă performanţele sistemului RAV modernizat. Funcţionarea componentelor nou instalate, precum şi comportarea sistemului RAV în toate regimurile de funcţionare ale hidroagregatului au fost testate după standardele companiei VA TECH Escher Wyss.

Probele de punere în funcţiune au avut ca scop testarea tuturor regimurilor de funcţionare ale hidroagregatului.

S-au efectuat următoarele teste:

a) Probe cu hidroagregatul oprit:

- măsurarea timpilor de închidere pentru aparatul director şi pentru rotor;
- calibrarea buclelor de reglaj pentru poziţionarea aparatului director, respectiv a rotorului.

b) Probe la mers în gol, fără conectare la reţea:

- pornirea hidroagregatului la mers în gol;
- oprirea hidroagregatului de la mers în gol;
- test supraturaţie;
- calibrarea parametrilor de reglaj turaţie.

c) Probe cu hidroagregatul conectat la reţea:

- pornire cu sincronizare;

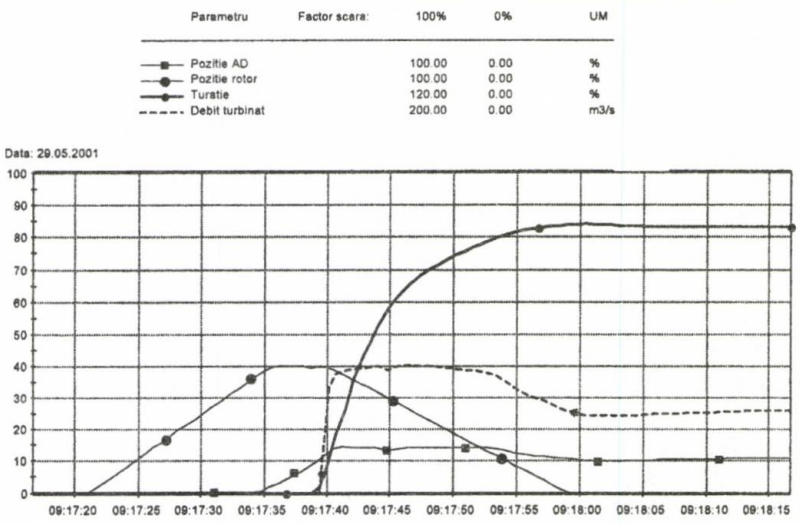



Fig. 2. Pornire la mers în gol.

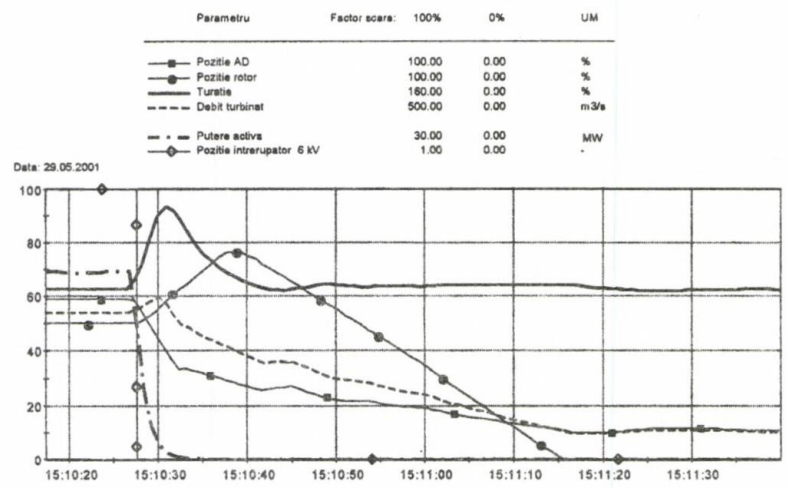



Fig. 3. Aruncare de sarcină de la 75 % din puterea nominală.

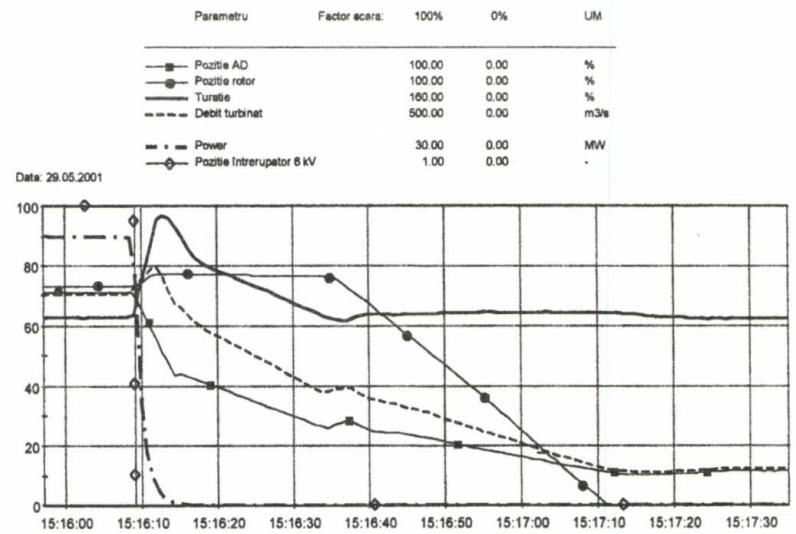



Fig. 4. Aruncare de sarcină de la puterea nominală.

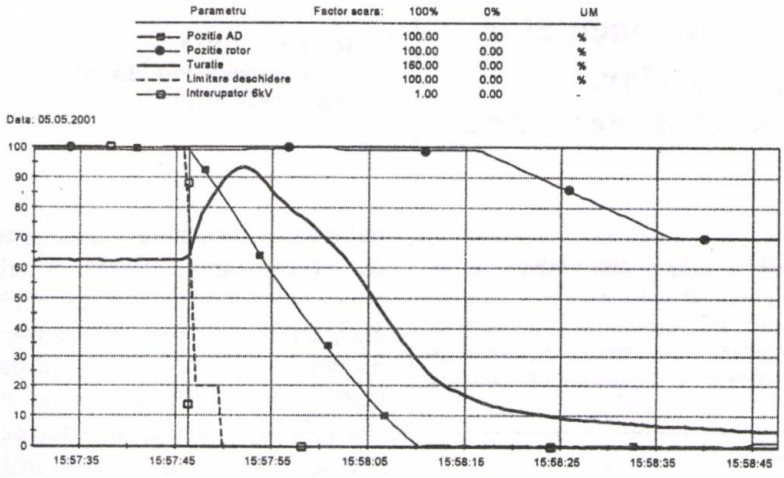



Fig. 5. Oprire cu aruncare de sarcină de la puterea nominală.

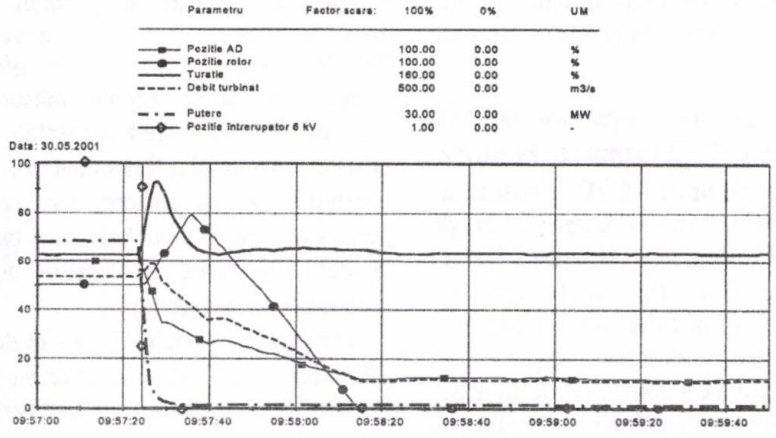



Fig. 6. Funcţionare pe reţea izolată.
(Hidroagregatul continuă să alimenteze serviciile proprii după declanşarea întrerupătorului de 110 kV – trafo bloc).

- aruncări de sarcină la 25 %, 50 %, 75% şi 100 % din puterea nominală;
- oprire cu descărcare de sarcină;
- oprire cu aruncare de sarcină;
- funcţionare pe reţea izolată (alimentare servicii proprii de la bornele hidroagregatului nr. 6);
- calibrarea parametrilor de reglaj putere, debit, deschidere;
- optimizarea "camei electronice" prin modulul "control camă adaptivă".

În figurile 2-6, se prezintă înregistrări efectuate automat în timpul probelor. Înregistrarea s-a realizat pe un calculator Pentium II (laptop), conectat prin interfaţă serială la unitatea centrală DTL1.

*Tabelul 1*

**Sinteza performanţelor sistemului RAV determinate la punerea în funcţiune**

| Probă | Deschidere turbină [%] | | Timp închidere aparat director [s] | Supraturaţie [%] |
|---|---|---|---|---|
| | Aparat director | Rotor | | |
| Aruncare de sarcină de la 6,8 MW (25% din puterea nominală) | 26 → 7 | 0 → 10 | 5.6 | 119 |
| Aruncare de sarcină de la 14,0 MW (50% din puterea nominală) | 45 → 11 | 22 → 46 | 9.5 | 143 |
| Aruncare de sarcină de la 20,7 MW (75% din puterea nominală) | 59 → 10 | 50 → 76 | 11.6 | 149 |
| Aruncare de sarcină de la 27,0 MW (puterea nominală) | 71 → 10 | 73 → 77 | 13.8 | 155 |
| Oprire de avarie cu aruncare de sarcină | 100 → 0 | 99 → 0 | 22.0 | 149 |

## 4. Sinteza performanţelor tehnice

Sinteza performanţelor tehnice ale sistemului RAV modernizat este dată în tabelul 1.

Performanţele au fost determinate prin măsurare "on-line" la probele de punere în funcţiune.

## Concluzii

Probele de punere în funcţiune efectuate în urma încheierii lucrărilor de reparaţie capitală cu modernizare a hidroagregatului nr. 6 din centrala Porţile de Fier II, ca şi funcţionarea maşinii după redarea în exploatare, au pus în evidenţă comportarea foarte bună a sistemului RAV modernizat.

Sistemul de reglare/control turbină, livrat şi instalat de compania VA TECH Escher Wyss, reprezintă o soluţie modernă, realizată cu echipamente de înaltă performanţă, la nivelul standardelor de calitate acceptate pe plan mondial.

Rezultatele obţinute constituie o recomandare pentru extinderea aplicaţiei la celelalte hidroagregate din centrală.

**BIBLIOGRAFIE**

[1] * * * VA TECH Escher Wyss/Hydro Energy: *Modernizare RAV - HA6 / Porţile de Fier II. Proiect tehnic.*

[2] * * * VA TECH Escher Wyss: *Modernizare RAV - HA6 / Porţile de Fier II. Raport de punere în funcţiune.*

[3] * * * VA TECH Escher Wyss: *Control and Governing Concept for Double Regulated Turbines.*

[4] VA TECH Escher Wyss *ACC – Adaptive Cam Control.*

[5] * * * VA TECH Escher Wyss *FCA – Flow Calculation Module.*

**Referent: prof. dr. ing. Eugen Constantin Isbăşoiu – Facultatea de Energetică, UP Bucureşti**

**(Primit la 4 iulie 2001, acceptat la 17 septembrie 2001)**

# Estimarea duratei de viaţă a componentelor principale ale hidroagregatelor.
## Urmărirea evoluţiei fisurilor la un arbore de turbină bulb

ing. Emil POPA*
ing. Constantin PÎRĂIANU*
ing. Nicolae ALBU*

*Lucrarea prezintă comportarea în exploatare a unui arbore fisurat de la hidroagregatul nr. 4 al CHE Frunzaru. S-au măsurat vibraţiile cu traductoare de proximitate, iar pentru achiziţia datelor s-a folosit un sistem portabil DAIU din dotarea SH Râmnicu Vâlcea. Sunt prezentate schema de montare a traductoarelor, precum şi diagramele obţinute. Pe baza concluziilor rezultate, se poate estima durata de viaţă şi a altor arbori care funcţionează în condiţii similare.*

Descriptori: arbore, turbină bulb, fisură, monitorizare

## Introducere

Lucrarea îşi propune să prezinte comportarea în exploatare a unui arbore fisurat al hidroagregatului nr. 4 de la centrala hidroelectrică Frunzaru, de pe Olt, pentru a putea estima restul de viaţă al celorlalţi arbori fisuraţi şi a se adopta o strategie de funcţionare a acestor hidroagregate, care să nu pună în pericol securitatea centralelor şi a personalului.

În cadrul centralelor hidroelectrice monitorizarea continuă a funcţionării hidroagregatelor este necesară din mai multe motive, dintre care amintim:

- din punctul de vedere al rolului lor funcţional, hidroagregatele sunt considerate maşini critice, deoarece întreruperea accidentală a funcţionării acestora duce la oprirea procesului tehnologic şi la pierderi importante de energie (în cazul deversării apei);
- în cazul unor incidente majore consecinţele sunt foarte grave atât din punct de vedere economic, cât şi din punctul de vedere al protecţiei personalului (de exemplu ruperea arborelui unei turbine bulb poate duce la inundarea centralei);
- valoarea mare a utilajelor şi faptul că, în general, sunt realizate ca produse unicat, deci uzual nu sunt disponibile piese de rezervă;
- repararea hidroagregatelor necesită multă manoperă şi un timp de oprire mare.

## 1. Măsurarea vibraţiilor cu traductoare de proximitate la hidroagregatul nr. 4 – CHE Frunzaru

Datorită faptului că doi arbori de turbină, aflaţi în exploatarea Uzinei Slatina, s-au rupt în funcţionare, producând pagube importante, s-a considerat necesară expertizarea nedistructivă a stării metalului arborilor hidroagregatelor nr. 4 Frunzaru, nr. 3 Drăgăneşti şi nr. 2 Ipoteşti, verificarea duratei de utilizare, proiectarea, execuţia şi punerea în funcţiune a unui sistem de monitorizare continuă la hidroagregatul nr. 4 Frunzaru.

În cadrul acestei lucrări se prezintă proiectarea, realizarea şi punerea în funcţiune a unui sistem de monitorizare a vibraţiilor arborelui şi lagărului turbinei hidroagregatului 4 din CHE Frunzaru. Sistemul a fost realizat utilizând traductoare de proximitate (care măsoară deplasarea efectivă a arborelui hidroagregatului, respectiv a carcasei lagărului în raport cu carcasa hidroagregatului) şi sistemul portabil de achiziţie a datelor DAIU din dotarea SH Râmnicu Vâlcea. După efectuarea măsurărilor iniţiale, măsurări ale căror rezultate sunt prezentate în tabelul 1, sistemul a funcţionat practic continuu până în prezent, ceea ce a permis realizarea celei mai mari baze de date referitoare la vibraţiile unui hidroagregat de acest tip.

Principalele concluzii care se desprind din analiza măsurărilor existente în baza de date pentru hidroagregatul 4 din CHE Frunzaru, sunt:

- în cursul procesului de pornire a grupului, în momentul injecţiei de ulei în lagăre, arborele se depărtează de cuzineţi cu 82 μm în cazul lagărului generator amonte, cu 80 μm în cazul lagărului generator aval, cu 80,7 μm în cazul lagărului turbinei;

*Tabelul 1*

**Valorile nivelului vibraţiilor arborelui determinate la hidroagregatul 4 CHE Frunzaru**

| Nr. crt. | Punct | Direcţie | Amplitudine [μm] | Frecvenţă [Hz] | Viteză [mm/s] | Observaţii |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Lagăr generator amonte | stânga | 80 | | | iul. 2000<br>oct. 2000 |
| | | dreapta | 90 | | | iul. 2000<br>oct. 20'00 |
| 2 | Lagăr generator aval | stânga | 110 | | | iul. 2000<br>oct. 2000 |
| | | dreapta | 130<br>140 | | | iul. 2000<br>oct. 2000 |
| 3 | Lagăr turbină | stânga | 110/130 | | | iul. 2000<br>oct. 2000 |
| | | dreapta | 110/150<br>80/90 | | | iul. 2000<br>oct. 2000 |
| 4 | Carcasă lagăr turbină | stânga | 20<br>30 | | | iul. 2000<br>oct. 2000 |
| | | dreapta | 80/120 | | | iul. 2000<br>oct. 2000 |

* Sucursala Hidrocentrale Râmnicu Vâlcea

- în toate regimurile de funcţionare poziţia centrului arborelui s-a menţinut în interiorul unui cerc cu diametrul mai mic de 0,3 mm (valoarea jocului diametral prescrisă prin paşapoartele de montaj);
- vibraţiile arborelui la nivelul lagărelor, generatorului amonte şi aval, au valori de circa 100 μm, indiferent de regimul de funcţionare;
- vibraţiile arborelui la nivelul lagărului turbinei depind de regimul de funcţionare: în gol excitat (170 μm), încărcat la putere maximă de 7-8 MW (120 μm);
- în spectrul de frecvenţe se evidenţiază faptul că vibraţia conţine o componentă principală având frecvenţa egală cu frecvenţa de rotaţie a arborelui (1X);
- după încheierea procesului de pornire, menţinând încărcarea grupului constantă, într-un interval de timp de circa o oră nivelul vibraţiilor arborelui în lagărul aval al generatorului creşte de la 100 μm la 150 μm, după care scade la 112 μm, într-un interval de două ore. După acest interval de timp nivelul vibraţiilor arborelui rămâne constant. Acelaşi fenomen, dar mai puţin pregnant (variaţia amplitudinii vibraţiilor este mai mică) se constată şi în cazul lagărului turbinei;
- deplasarea axială a arborelui turbinei, în cursul unui proces complet de pornire – încărcare – funcţionare la putere constantă – oprire, este de 3 mm;
- vibraţiile axiale ale arborelui, în regim normal de funcţionare, sunt nesemnificative, variaţia de circa 3 mm, care se observă pe forma de undă, fiind datorită faptului că flanşa fulează în raport cu traductoarele.

În figura 1 este prezentată schema de amplasare a traductoarelor de proximitate la un hidroagregat orizontal de tip bulb şi diagramele semnificative cu măsurările efectuate la hidroagregatul nr. 4 de la CHE Frunzaru.

În figura 2 este prezentată evoluţia amplitudinii vibraţiilor arborelui în lagărul din amonte, în figura 3 este prezentată evoluţia amplitudinii vibraţiilor arborelui în lagărul din aval, iar în figura 5 se prezintă evoluţia orbitei centrului arborelui în lagărul turbinei în timpul încărcării grupului la 5 MW (8 rotaţii complete).

funcţionează în poziţie orizontală, asamblat în linie cu arborele generatorului, într-un sistem constructiv cu trei reazeme, care lasă în consolă capătul arborelui, pe care este fixat rotorul turbinei.

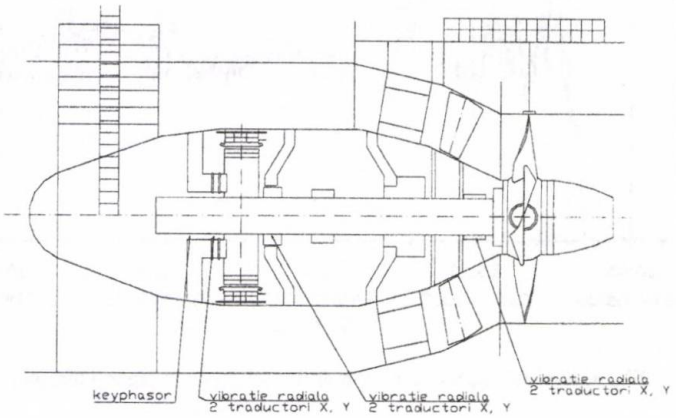



Fig. 1. Schema de montaj a traductoarelor pentru măsurarea vibraţiilor arborelui la o turbină orizontală (tip bulb).

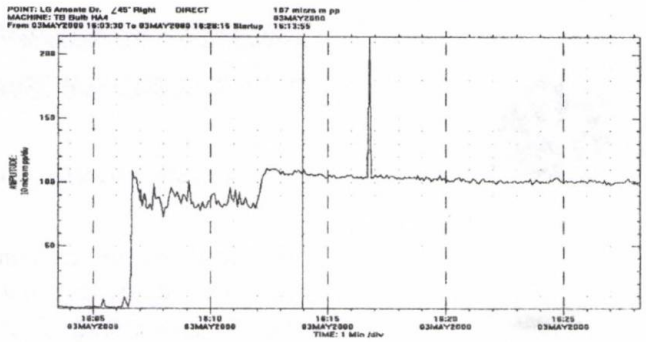


Fig. 2. Evoluţia amplitudinii vibraţiilor arborelui în lagărul amonte.

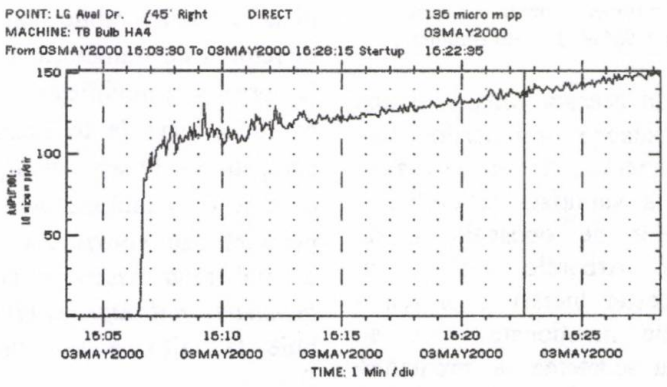



Fig. 3. Evoluţia amplitudinii vibraţiilor arborelui în lagărul aval.

## 2. Detectarea fisurării arborilor prin monitorizarea vibraţiilor acestora şi urmărirea evoluţiei fisurii la hidroagregatul nr. 4 de la CHE Frunzaru

Arborele unei turbine hidraulice de tip bulb este de formă tubulară, cu flanşe la capete (fig. 6). El

Acţiunea apei şi greutatea componentelor în rotaţie generează, în zona arborelui aflată în consolă, solicitări de torsiune şi întindere, combinate cu încovoiere rotativă. O scurtă porţiune a arborelui, din imediata apropiere a rotorului, nu poate fi acoperită de carcasa care protejează generatorul şi lagărele

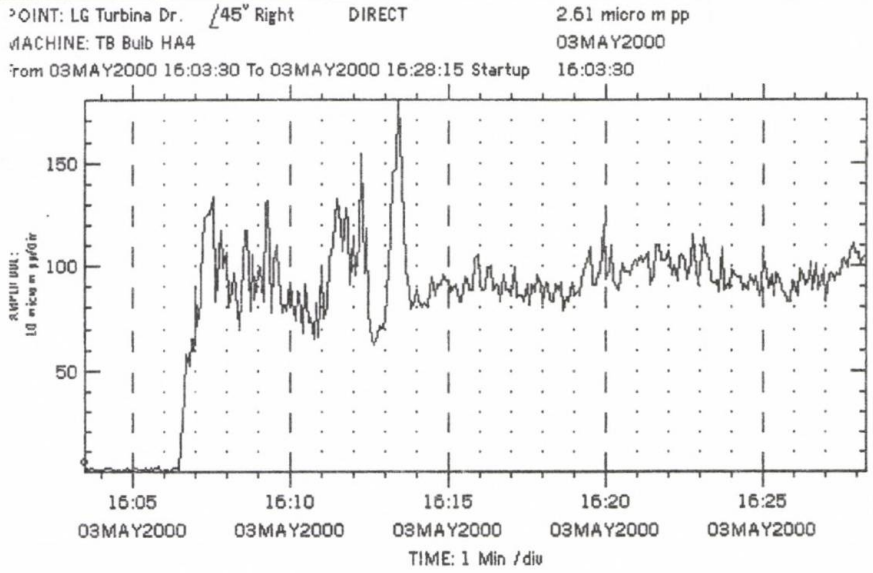



Fig. 4. Evoluţia amplitudinii vibraţiilor arborelui în lagărul turbinei.

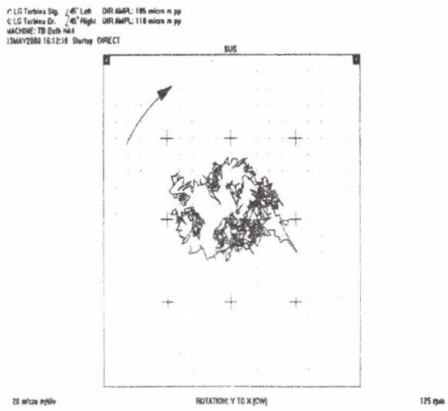


Fig. 5. Evoluţia orbitei centrului arborelui în lagărul turbinei în timpul încărcării grupului la 5MW (8 rotaţii complete).

turbinei. În aceasta zonă, acţiunea apei se adaugă solicitărilor mecanice, generând, în unele cazuri, apariţia, la suprafaţa arborelui, a fenomenelor de oboseală şi de coroziune. Arborele analizat în cadrul acestei lucrări a prezentat fenomenele menţionate, care au determinat scoaterea sa prematură din exploatare, după circa 32 000 ore de funcţionare. Nivelul mărit al solicitării la oboseală poate determina deteriorarea arborelui, cu efecte negative asupra integrităţii structurii hidroagregatului în ansamblu.

Mecanismul primar, care determină deteriorarea arborelui, include solicitarea alternantă la încovoiere şi existenţa unor

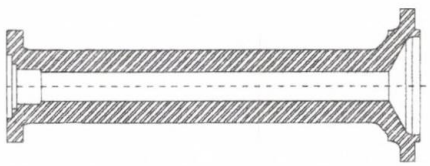


Fig. 6. Schiţa arborelui de turbină.

concentratoare de tensiune. Arborele este supus, în timpul funcţionării, unor vibraţii forţate, cu un spectru larg de frecvenţe. Condiţiile dinamice defavorabile apar mai ales în regimurile tranzitorii, la porniri, la opriri şi la modificarea regimului de funcţionare (a încărcării hidroagregatului). O serie de alţi factori, cum ar fi neuniformităţile de temperatură sau coroziunea şi nu în ultimul rând *neconformităţile din geometria hidroagregatului*, contribuie la iniţierea sau propagarea fisurilor.

Din analiza solicitărilor, prin metoda elementelor finite, s-au obţinut tensiunile echivalente. În cadrul acestei analize a rezultat că în zona de racordare materialul arborelui este supus unei solicitări ciclice, alternând simetric cu amplitudinea nominală $\sigma_a$ = 35,8 N/mm$^2$, în condiţiile unei concentrări locale a tensiunii cu un factor $K_t$ = 1,95.

Tehnologia actuală de monitorizare şi diagnosticare a maşinilor poate să ofere rezultate de încredere, referitoare la gradul de fisurare a arborelui. O fisură de arbore determină fenomene dinamice specifice în timpul funcţionării maşinilor, scade rigiditatea arborelui, ceea ce duce la modificarea răspunsului dinamic la forţele de excitare majore, cum ar fi dezechilibrul şi gravitaţia (în cazul rotoarelor montate orizontal).

Pentru detectarea preventivă a fisurilor arborelui, cele mai importante semnale de vibraţii sunt răspunsurile radiale (laterale), amplitudinea şi faza pentru armonica de ordinul 1 (1X) şi armonica de ordinul 2 (2X). Amplitudinile armonicelor de ordinul 3 şi 4 sau superioare sunt de obicei mici şi sunt determinate de efectele neliniare introduse de fisură, asimetria arborelui şi lagărelor. Este necesar ca aceste semnale să fie monitorizate atât în regimuri stabile de funcţionare, cât şi în regimuri tranzitorii.

Simptomul principal al fisurării arborelui este modificarea componentei cu frecvenţa 1X, iar simptomul secundar al fisurării arborelui este apariţia componentei vibraţionale laterale cu frecvenţa 2X. Această componentă se datoreşte combinaţiei efectului fisurii transversale, care determină asimetria arborelui, cu efectul forţei radiale în regim staţionar. La rotoarele orizontale, în regim staţionar, forţa radială este greutatea. Componenta 2X poate fi dominantă, în special dacă viteza rotorului este în jurul valorii de 0,5 X frecvenţa de rezonanţă a sistemului rotor-lagăre.

În regim staţionar, monitorizarea on-line a vectorului de răspuns poate oferi suficiente informaţii despre starea rotorului şi orice deviaţie de la această tendinţă poate indica fisurarea arborelui. Este de

asemenea important să se studieze vectorul de răspuns al maşinii (1X şi 2X) la fiecare pornire/oprire. Compararea diferitelor înregistrări, atât în regim staţionar, cât şi tranzitoriu, sub diferite forme, a celor actuale faţă de cele anterioare, poate oferi informaţii preţioase despre apariţia şi dezvoltarea fisurilor. Trebuie remarcat că la porniri, respectiv opriri, momentul este diferit, fapt care poate determina închiderea sau deschiderea fisurii şi în consecinţă introduce condiţii specifice asimetrice.

În cadrul sistemului de monitorizare a maşinii şi pentru o diagnosticare cât mai completă, din punctul de vedere al vibraţiilor, trebuie urmărite temperaturile lagărelor turbinei şi generatorului, temperaturile în părţile active ale generatorului, nivelurile amonte şi aval, corelate cu funcţionarea sistemului de reglaj.

Măsurările şi analiza vibraţiilor trebuie completate cu verificări periodice vizuale sau specializate (controale nedistructive, analize metalografice ale unor eşantioane prelevate din subansambluri defecte) pentru o diagnosticare completă a hidroagregatelor sau a unor componente ale acestora,

În sectorul Slatina-Dunăre există instalate şi sunt în funcţiune 22 de hidroagregate orizontale de tip bulb şi până în prezent s-a produs ruperea bruscă şi neanunţată la doi arbori (CHE Frunzaru – HA 2, la 10600 ore de funcţionare, şi CHE Drăgăneşti – HA 1, la 32885 ore de funcţionare).

După apariţia acestor evenimente s-a decis efectuarea controalelor tuturor arborilor turbinelor. Ca urmare a acestor controale cu institute specializate (ICEMENERG*, UPB-CCTH) şi metode performante (lichide penetrante, pulberi magnetice şi ultrasunete), la toţi arborii controlaţi până la această dată (30.05.2001) s-au detectat reţele de fisuri perpendiculare pe axul arborelui, care nu se încadrează în nici una dintre cele patru clase de calitate prevăzute în NTR 9665/84.

S.C. Hidroelectrica S.A.-Sucursala Râmnicu Vâlcea dispune de un important volum de date privind controalele efectuate la arborii de la hidroagregatele de tip bulb pe care le are în exploatare. O sinteză recentă a acestor date este prezentată în figura 7, cu menţiunea că până la 6.01.1999 examinările nedistructive periodice au fost efectuate numai în zonele lagărelor turbinei şi numai după această dată în toate secţiunile arborilor.

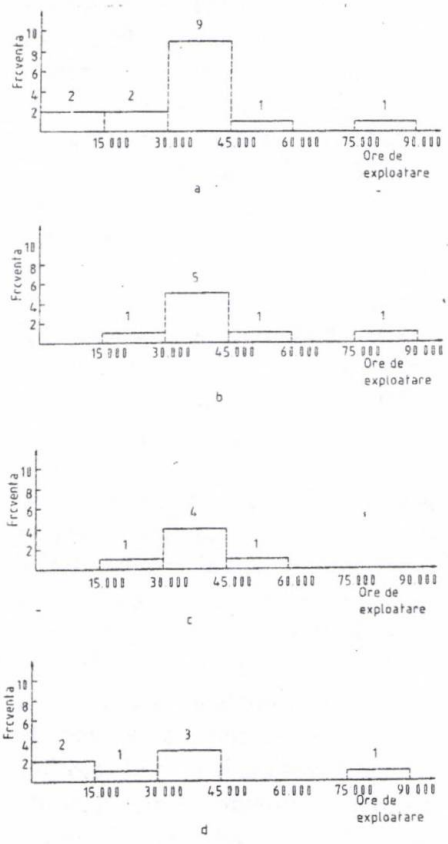



Fig. 7. Frecvenţa examinării nedistructive a arborilor de turbină în secţiunea 1 - lagăr turbină: a - examinare cu ultrasunete; b - determinări de duritate; c - examinare prin replică metalografică; d - examinare cu particule magnetice.

Se constată următoarele aspecte:

1) Referitor la secţiunea de arbore notată 1- lagărul turbinei:

- deşi s-a efectuat un important volum de examinări nedistructive, cu frecvenţe de inspecţie semnificative, nici una dintre examinările efectuate nu a pus în evidenţă indicaţii de defect neadmise;

- după 10600 ore de exploatare s-a înregistrat o rupere de arbore la CHE Frunzaru – hidroagregatul 2.

2) Referitor la secţiunea de arbore notată 2 – degajare pentru inelul de aruncare al etanşării:

- după 34297 ore de exploatare la CHE Drăgăneşti-hidroagregatul 3 s-au constatat fisuri cu adâncimi de până la 6,3 mm.

3) Referitor la secţiunea de arbore notată 3 – racordare cu flanşa aval:

- după 32885 ore de exploatare s-a produs o rupere la CHE Drăgăneşti – hidroagregatul 1, cu menţiunea că acest arbore fusese inspectat în 20.03.1995, după 11864 ore de exploatare, fără ca examinările în masa piesei (US) sau cele de suprafaţă să fi pus în evidenţă defecte neadmise;

- toate examinările nedistructive efectuate în această secţiune după 6.01.1999 au dus la constatarea unor indicaţii de defect sub formă de fisuri multiple, orientate transversal în raport cu axul arborelui; adâncimile acestor fisuri constatate la arborii cu diferite durate de exploatare sunt ilustrate în figura 8.

Această diagramă poate fi completată cu ultimele măsurători efectuate la CHE Frunzaru – hidroagregatul 3 (fisuri cu dimensiuni cuprinse între 4,25 mm şi 12,75 mm) şi CHE Izbiceni – hidroagregatul 2 (fisuri cu dimensiuni cuprinse între 9,7 mm şi 13,5 mm). De asemenea trebuie consemnat că, datorită faptului că s-a constatat creşterea semnificativă a nivelului vibraţiilor grupului hidroagregatul nr. 4 – CHE Frunzaru la pornirea acestuia, la sfârşitul lunii octombrie s-a decis oprirea şi verificarea lui. În urma controlului s-a constatat că fisurile depistate iniţial, în luna decembrie 1999, au evoluat, dimensiunile acestora crescând cu circa 15% după circa 1300 ore. Demn de remarcat

* În prezent Institutul Naţional de Cercetare-Dezvoltare Energetică - INCDE

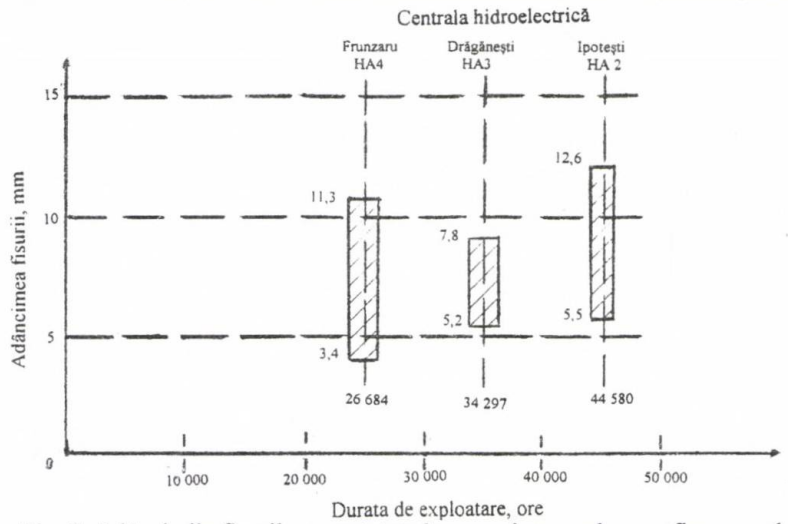



Fig. 8. Adâncimile fisurilor constatate în zona de racordare cu flanşa aval (secţiunea 3) la arborii cu diferite durate de exploatare.

este faptul că la acest control s-a pus în evidenţă şi o fisură cu suprafaţa plană netă de oboseală cu lungimea de circa 200 mm pe circumferinţă şi cu adâncimea maximă măsurată de la suprafaţă de 23,725 mm. Această secţiune trebuie analizată cu mare atenţie la următorul control.

În urma expertizelor efectuate la arborii controlaţi până în prezent se pot trage următoarele concluzii:

a. Experienţa acumulată în exploatarea hidroagregatelor tip KOTR 13,97-9,5 a arătat că acestea prezintă riscul apariţiei şi dezvoltării unor procese de fisurare a arborelui turbină, înainte de epuizarea duratei de viaţă normate.

b. Durata de viaţă a arborelui turbinei este influenţată de:

- efectul de concentrare a tensiunilor determinat de degajările inelare practicate în zona cilindrică a arborelui, precum şi de variaţia de secţiune din zona flanşei aval;
- procesul de oboseală-coroziune la care este expusă partea de arbore din afara carcasei hidroagregatului, aflată în contact direct cu apa de râu;
- neconformităţile din geometria hidroagregatelor, constatate cu ocazia lucrărilor de reparaţii sau cu la analizarea dosarelor întocmite cu prilejul reparaţiilor;
- neomogenităţile structurii metalului, puse în evidenţă de analizele efectuate pe arborele avariat de la CHE Drăgăneşti. Examinările nedistructive ale unor arbori care au funcţionat între 26684 şi 44580 ore au pus în evidenţă fisuri cu adâncimi de 3,4-12,6 mm, în zonele degajărilor inelare, precum şi la racordarea părţii cilindrice a arborelui cu flanşa aval.

c. Durabilitatea medie a arborelui turbinei, evaluată pentru starea limită de amorsare a fisurilor de oboseală, se situează în domeniul 14800-32000 ore de funcţionare şi este determinată de răspunsul materialului la acţiunea combinată a concentratorilor de tensiune şi a apei de râu. Între măsurile care pot fi luate pentru prevenirea amorsării fisurilor, apare recomandată curăţarea suprafeţei metalului expusă acţionării apei şi protejarea adecvată a acesteia prin vopsire sau metalizare.

d. În condiţiile unor ipoteze privind caracteristica materialului la propagarea fisurilor, şi anume de situare a acesteia la nivelul valorilor maxime cunoscute pentru clasa de material a arborelui, durata propagării fisurilor până la străpungerea peretelui arborelui este de 925-1443 de ore de funcţionare, adică mică în comparaţie cu intervalele de inspecţie admise uzual. *Promovarea în calcul a unor caracteristici de material situate, de exemplu, în zona valorilor medii ale clasei de oţel în cauză ar ameliora rezultatele, însă calitativ nu poate anula concluzia potrivit căreia funcţionarea arborelui cu fisuri reprezintă un risc care nu poate fi neglijat.*

e. Prezenţa unei fisuri străpunse în corpul arborelui turbinei, având mărimea de până la 1/3 din aria secţiunii transversale, nu prezintă riscul de rupere brutală a arborelui sub acţiunea încărcărilor cunoscute din calculul static.

Comportarea arborelui în regim dinamic, ca urmare a unor eventuale dezechilibrări ale sistemului de mase aflate în rotaţie sau a altor impulsuri care pot să apară ca urmare a unei funcţionări anormale a unui hidroagregat (porniri-opriri repetate cu frecvenţă mare, aruncări de sarcină etc.), poate însă influenţa semnificativ modul de rupere a arborelui.

## Concluzii

Ca urmare a acestei analize se impun următoarele măsuri imediate:

1 - demontarea arborilor hidroagregatului 3 de la CHE Drăgăneşti şi nr. 2 de la CHE Ipoteşti, în vederea remedierii acestora prin sudare după o tehnologie stabilită de furnizorul hidroagregatului, corelat cu lucrările de modernizare la cele două generatoare;

2 - monitorizarea continuă a vibraţiilor hidroagregatului cu ana-liza săptămânală a măsurărilor înregistrate prin instalaţia mobilă Bently Nevada, care a fost localizată la hidroagregatul 4 de la CHE Frunzaru şi urmărirea evoluţiei fisurii acestui arbore;

3 - comandarea a doi arbori de turbină, ca piese de rezervă, pentru înlocuirea arborilor care se scot din exploatare sau se rup brusc, pornind de la ciclul mare pentru fabricaţie şi demontare-remontare, dar şi de la valoarea acestei operaţii (fără intervenţia la alte subansambluri se cifrează la 6 mld. lei sau 200000 $/hidroagregat);

4 - etanşarea accesului în capsula hidroagregatului pentru limitarea inundării centralei în cazul ruperii unui arbore în timpul funcţionării acestuia;

5 - asigurarea unor instalaţii de drenare, care să poată evacua apa infiltrată şi golirea unei capsule, în cazul ruperii bruşte a arborelui;

6 - funcţionarea agregatelor cu arbori fisuraţi se va face într-un regim staţionar mai îndelungat, cu reducerea numărului de porniri-opriri şi asigurarea funcţionării automaticii agregatului pentru evitarea aruncărilor de sarcină;

7 - reducerea puterilor la grupurile cu arborii fisuraţi în limitele 6-8 MW.

La elaborarea articolului au fost consultate următoarele lucrări:

* * * Expertizarea nedistructivă a stării metalului arborelui HA4 Frunzaru, HA3 Drăgăneşti şi HA2 Ipoteşti; verificarea duratei de utilizare; proiectarea, execuţia şi punerea în funcţiune a unui sistem de monitorizare continuă la HA4 Frunzaru; asistenţă tehnică pentru realizarea unui laborator de evaluare a stării tehnice a hidroagregatelor şi instruirea personalului. CCTH-UP Bucureşti, 2000.

* * * *Studiul de sinteză cu analiza măsurătorilor de vibraţii la hidroagregatele de la SH Rm. Vâlcea pentru stabilirea soluţiilor de supraveghere, protecţii şi strategia de echipare pentru monitorizarea tuturor hidroagreagtelor.* CCTH-UP Bucureşti, 2000.

* * * Colecţia revistelor "Orbit", 1999-2000. Bently Nevada, S.U.A.

* * * Documentaţia tehnică a hidroagregatelor din amenajarea râului Olt.

* * * Documentaţia tehnică a traductoarelor de proximitate şi a sistemului de achiziţie şi prelucrare a datelor produse de firma Bently-Nevada.

* * * Norme şi standarde naţionale şi internaţionale referitoare la vibrodiagnoză şi dinamica agregatelor rotative.

**Referent: Eugen Constantin Isbăşoiu – Facultatea de Energetică, UPB**

**(Primit la 6 iulie 2001, acceptat la 17 septembrie 2001)**

## *Informaţii*

### Operatorul Pieţei de Energie Electrică din România – S.C. OPCOM S.A. a aderat la Asociaţia Internaţională a Operatorilor Comerciali şi Burselor de Energie - APEX

Asociaţia Internaţională a Operatorilor Comerciali şi a Burselor de Energie-APEX a luat fiinţă în anul 1996, ca rezultat al activităţii unui grup de iniţiativă britanic din care făceau parte Andrew Claxton, Denis Worth, Per Hjorth şi Marilyn Myhre.

APEX are ca obiective principale:

- crearea unui forum pentru operatorii comerciali ai pieţelor de electricitate pentru schimbul de experienţă, informaţii şi know-how pe teme de interes comun (comerciale, tehnice, corporative etc.);
- promovarea şi dezvoltarea colaborării, a unor acţiuni şi programe comune în acest domeniu specific;
- furnizarea unui suport membrilor asociaţiei.

Sigla APEX este cea din figură.

Ca urmare a demersurilor noastre, Asociaţia Internaţională a Operatorilor Comerciali şi Burselor de Energie, **APEX**, a comunicat acceptul asupra **aderării OPCOM** la această asociaţie.

OPCOM a devenit membru cu drepturi depline al APEX, încadrându-se astfel într-o familie ce reuneşte marea majoritate a operatorilor comerciali şi a burselor de energie electrică din lume.

Asociaţia numără în acest moment 23 membri cu drepturi depline, OPCOM alăturându-se astfel următorilor:

- APX Amsterdam Power Exchange (Olanda);
- Administrada del Mercado Mayorista (Guatemala);
- Borzen D.o.o. (Slovenia);
- California Power Exchange (SUA);
- ESB National Grid (Irlanda);
- Leipzig Power Exchange GmbH (Germania);
- NGC (UK);
- Nordpool (Norvegia);
- PJM Interconnection LLC (SUA);
- Polish Power Exchange (Polonia);
- Unidad de Transacciones, S.A. de C.V. (El Salvador);
- Automated Power Exchange (Int.);
- ELEXON Ltd. (UK);
- ELEXON Ltd. (UK);
- European Energy Exchange AG (Germ.);
- CAMMESA (Argentina);
- ISA (Columbia);
- M-co (Noua Zeelanda);
- NEMMCO (Australia);
- OMEL (Spania);
- PowerEx (UK);
- Power Pool of Alberta (Canada);
- Transpower NZ Ltd (Noua Zeelanda).

Membrii APEX cotizează anual câte 1000 $.

Sunt înregistraţi şi şase membri asociaţi, după cum urmează: Independend Electricity Market Operator (Ontario, Canada); UK Power Exchange (UK); IPE (UK); ASMAE (Brazilia); TNB Transmission Snd Bhd (Malaiezia); Gestore del Mercato Electrico spa (Italy).

(continuare în p. 475)

# Analiza cauzelor care au provocat apariţia unor fisuri în rotorul turbinei tip Francis la hidroagregatul nr. 2 de la CHE Munteni

ing. Iosif MARCHIŞ*

*Lucrarea analizează rotoarele turbinelor de la CHE Munteni. Sunt prezentate cele mai solicitate secţiuni, date despre regimurile de lucru şi sunt descrise fisurile apărute pe pale, măsurarea acestuia şi analiza materialului palei. Pe baza acestora se fac recomandări privind modul de exploatare.*

Descriptori: rotor, secţiune, fisură, pală, măsurare

Sucursala Hidrocentrale Cluj aparţine Societăţii Comerciale Hidroelectrica S.A. Bucureşti şi are hidroagregate cu o putere instalată de 529 MW şi cu o producţie anuală de 1000 GWh/an, pentru un an cu precipitaţii medii. La CHE Munteni sunt instalate două hidroagregate cu turbine tip Francis FVM 30-140, care au fost puse în funcţiune în anul 1988. Primele fisuri la rotorul turbinei hidroagregatului 2 au apărut în anul 1999.

La baza analizei fisurilor apărute la rotorul turbinei au stat următoarele materiale:

1 - cartea tehnică a turbinei hidraulice tip FVM 30-140;

2 - cărţi tehnice de specialitate;

3 - date principale din exploatare cuprinse în raportul de exploatare, raportul de expertiză privind starea tehnică înainte de reparaţii şi după reparaţii şi în istoricul hidroagregatului nr. 2;

4 - rezultatele investigaţiilor asupra funcţionării turbinei la mers în gol şi la funcţionarea la diferite trepte de putere;

5 - raportul tehnic privind determinarea cauzei fisurării rotorului realizate pe bază de contract cu ISIM Timişoara;

6 - bibliografie referitoare la oboseala rotoarelor tip Francis.

## Date generale

Literatura tehnică de specialitate şi cercetările pe modele şi pe rotoare reale au evidenţiat faptul că secţiunea cea mai solicitată a paletelor rotorului de turbină tip Francis este zona de racordare a paletei cu coroană, iar în această secţiune solicitările maxime sunt la muchia de ieşire. Această concluzie este valabilă atât pentru solicitările statice, cât şi pentru solicitările dinamice ale rotoarelor Francis.

Rotoarele turbinelor Francis sunt solicitate de:

- forţe centrifuge, considerate solicitări statice;
- forţe hidrodinamice, considerate solicitări dinamice, cu caracter pulsatoriu, datorită neuniformităţilor curgerii prin rotor şi care produc vibraţia paletelor.

La funcţionarea turbinei la puterea nominală, valoarea solicitărilor dinamice reprezintă în medie 10 % din valoarea solicitărilor statice. În aceste condiţii, paletele rotoarelor Francis sunt solicitate la oboseală mai ales în situaţia existenţei unei asimetrii a încărcărilor, cum ar fi:

- asimetria curentului de apă dat de camera spirală;
- asimetria curentului de apă dat de neuniformitatea jocurilor radiale ale paletelor aparatului director;
- asimetria curentului de apă dat de apariţia unor abateri ale profilului paletelor aparatului director (lovituri, porţiuni dislocate prin cavitaţie);
- desprinderea curentului de apă de pe grupuri de palete la funcţionarea la sarcini reduse sau la căderi mici;
- funcţionarea rotorului în condiţiile unor abateri de la alinierea arborilor, cum ar fi jocuri neuniforme în labirinţi;
- dezechilibrarea forţelor de natură mecanică ale pieselor aflate în rotaţie (material lipsă din rotor ca urmare a cavitaţiei);
- funcţionarea turbinei într-un regim cavitaţional.

În literatura tehnică de specialitate se precizează că deseori ruperile prin oboseală pot să apară şi în secţiunile paletelor unde sunt solicitări mici, dar în locuri cu concentratoare constructive de tensiuni, cum ar fi: defecte de turnare, remedieri prin sudare după turnare. Practica a demonstrat că fiabilitatea şi durata de viaţă a rotoarelor Francis depind esenţial de corectitudinea procesului tehnologic de realizare, şi anume: turnarea, tratamentul termic, eventuale remedieri, calitatea suprafeţelor etc.

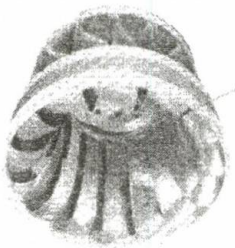



Fig. 1. Zona cu fisuri.

**Datele tehnice ale turbinei Francis**

- tipul turbinei: FVM 30-140;
- căderea de calcul: $H_c$ = 140 m;
- puterea nominală: $P_n$ = 29 MW;
- debitul instalat: $Q_i$ = 24,5 m$^3$/s;
- turaţia: $n$ = 500 rot/min;
- sensul de rotaţie: de la dreapta la stânga.

**Datele tehnice ale rotorului turbinei FVM 30-140**

- numărul paletelor: $n$ = 15;
- diametrul de intrare în rotor: $D_{int}$ = 1750 mm;
- diametrul de ieşire din rotor: $D_{ies}$ = 1850 mm;
- înălţimea rotorului: $H_{rot}$=920 mm;

* Sucursala Hidrocentrale Cluj

- construcţia rotorului: turnat monobloc;
- material rotor: T 09 CuMoMnNiCr 185-Ti;
- ogiva: construcţie sudată.

**Date din exploatarea hidroagregatului**

Încă de la punerea în funcţiune a centralei hidroelectrice Munteni nu s-a putut funcţiona în regim de durată cu puterea instalată de 29 MW, deoarece această centrală funcţionează în tandem cu centralele hidroelectrice Remeţi şi Leşu. Hidroagregatele centralei hidroelectrice Remeţi nu pot funcţiona la puterea nominală de 50 MW din cauza creşterii temperaturilor în cuprul şi fierul statorului generatorului, peste valorile admise, atunci când se funcţionează cu o putere mai mare de 43 MW.

În tabelul 1 sunt date valorile de bază cu privire la exploatarea hidroagregatului 2.

- rotorul turbinei a avut urme pronunţate de frecări atât la partea superioară, la labirintul superior, cât şi la partea inferioară, la labirintul inferior;
- ogiva a fost căzută în aspirator;
- instalaţia de aerisire s-a găsit ruptă şi căzută în aspirator.

După această avarie în urma evenimentului descris mai sus, când rotorul turbinei a fost dus la S.C. UCM Reşiţa S.A. nu s-au găsit fisuri în rotor, dar au putut fi amorsate, iniţiate primele fisuri, mai ales în concentratoarele constructive de tensiuni interne la scara macroscopică şi microscopică.

**Starea rotorului turbinei 2 în noiembrie 1999 la reparaţia de tip RC planificată la hidroagregatul nr. 2**

La această reparaţie planificată, la controlul cu lichide penetrante s-au găsit mai multe fisuri în rotorul turbinei (fig. 2; paletele fisurate sunt însemnate cu un punct).

*Tabelul 1*

| Număr ore funcţionare | Număr de cicluri | Energie produsă | Număr porniri | Putere medie [MW] |
|---|---|---|---|---|
| 21 960 | $65{,}88\ 10^7$ | 435 423 | 4 745 | 21,65 |

*Tabelul 2*

| Anul | 1988 | 1989 | 1990 | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| *P* mediu | 20,08 | 23,39 | 23,67 | 21,94 | 21,80 | 21,72 | 20,79 |
| Număr de cicluri | $1{,}6\ 10^7$ | $3{,}2\ 10^7$ | $2{,}1\ 10^7$ | $2{,}0\ 10^7$ | $2{,}5\ 10^7$ | $4{,}9\ 10^7$ | $4{,}7\ 10^7$ |

| Anul | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| *P* mediu | 22,22 | 22,60 | 22,96 | 22,06 | 21,89 | 22,26 | 24,20 |
| Număr de cicluri | $4{,}4\ 10^7$ | $5{,}4\ 10^7$ | $7{,}4\ 10^7$ | $7{,}5\ 10^7$ | $6{,}4\ 10^7$ | $7{,}1\ 10^7$ | $6{,}0\ 10^7$ |

În tabelul 2 sunt date puterile medii anuale şi numărul de cicluri în fiecare an, de la punerea în funcţiune şi până în prezent.

## Date de exploatare din istoria evenimentelor

**Starea turbinei 2 după evenimentul din octombrie 1995**

În octombrie 1995 au apărut zgomote mari la nivelul turbinei şi, în urma controlului rotorului turbinei, s-au constatat următoarele:

- inelul labirintului de pe rotor s-a găsit căzut pe conul superior, având în corpul lui mai multe fisuri;

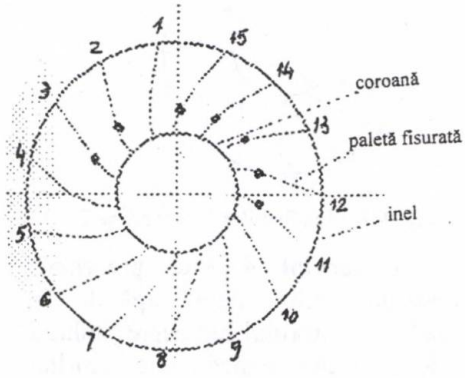



Fig. 2. Paletele fisurate în noiembrie 1999.

În tabelul 3 este descrisă tabelar poziţionarea fisurilor pe paletele rotorului turbinei numărul 2.

*Tabelul 3*

| Nr. crt. | Nr. paletă | Lungimea fisurii l [mm] | Distanţa de la coroană rotor la fisură h [mm] | Schiţă cu forma fisurii |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 110 | 30 | |
| 2 | 3 | 30<br>30 | 40<br>45 | |
| 3 | 11 | 25 | 25 | |
| 4 | 12 | 25 | 25 | |
| 5 | 13 | 80 | 25 | |
| 6 | 14 | 115 | 45 | |
| 7 | 15 | 60<br>70 | 45<br>60 | |

## Descrierea fisurilor

La controlul cu lichide penetrante s-a găsit un număr de 7 palete fisurate, şi anume paletele 2, 3, 11, 12, 13, 14 şi 15, fiind în total un număr de 9 fisuri. Toate fisurile s-au produs la racordarea dintre paletă şi coroană, spre bordul de fugă al profilului. La majoritatea paletelor fisura începe din muchia de ieşire; din 9 fisuri, 6 pornesc chiar din muchie. Toate fisurile au fost localizate în aceeaşi jumătate a circumferinţei rotorului.

Fisurile au fost remediate de secţia de reparaţii Drăgan-Iad de la Uzina Crişuri, după o tehnologie dată de S.C. UCM Reşiţa S.A.

La o primă analiză a cauzelor care au provocat fisurile în rotorul turbinei se pot confirma cel puţin două cauze, şi anume:

- solicitarea la oboseală, deoarece primele fisuri au apărut după 12 ani de funcţionare, după un număr de cicluri de circa $10^8$;
- solicitarea maximă pe muchia de fugă, spre racordul cu coroană, unde paletele sunt în consolă datorită înălţimii mari a rotorului; solicitarea la muchia de ieşire este mare şi din cauza secţiunii mici spre muchie, muchia de ieşire având o grosime de circa 4 mm.

*Alte determinări cu privire la comportarea în exploatare a turbinei*

În septembrie 2000 s-a făcut o investigare a comportării în exploatare a turbinei hidroagregatului nr. 2 la funcţionarea în gol şi în sarcină, la puteri cuprinse între 0 şi 25 MW. La nivelul conului aspiratorului, pe conducta proiectată şi executată încă de la montaj, s-a montat un manovacuummetru, măsurându-se presiunea la ieşirea din rotor.

În tabelul 4 sunt date valorile presiunii şi pulsaţiile acesteia sub rotorul turbinei pentru diferite puteri.

*Tabelul 4*

| Puterea [MW] | Presiunea [$mH_2O$] | Limitele presiunii [$mH_2$] |
|---|---|---|
| 0 (mers în gol) | 0 | -4; +2; |
| 10 | 0,5 | -10; +2; |
| 15 | 2,0 | -1; +4; |
| 20 | 2,0 | -1; +3; |
| 25 | 3,0 | -2,5; +3,5; |

La puteri mici ale hidroagregatului, sub 15 MW, zgomotul la nivelul conului aspiratorului este foarte mare faţă de zgomotul produs la puteri de peste 0,7 $P_n$. Aceste zgomote sunt specifice turbinelor Francis, dar la hidroagregatele de la CHE Munteni zgomotele sunt mai mari decât la alte turbine Francis similare, atunci când se funcţionează în condiţii asemănătoare (la puteri sub 50% $P_n$). Totodată, s-a constatat că la funcţionarea la puteri sub 15 MW zgomotele mari sunt însoţite şi de vibraţii, care au o valoare mai mare decât vibraţiile la funcţionare la puteri mai mari de $0,7P_n$.

La o analiză, după această investigaţie s-a ajuns la concluzia că funcţionarea la un regim cavitaţional produce o solicitare pulsatorie, având în vedere limitele mari între care variază presiunea (–10 $mH_2O$ şi +2 $mH_2O$) şi funcţionarea chiar de scurtă durată poate constitui o sursă de amorsare a fisurilor în locurile şi punctele vulnerabile unde sunt concentratoare de tensiuni.

*Alte precizări suplimentare*

1) În decembrie 2000, cu ocazia unei reparaţii la hidroagregatul nr.1, la controlul cu lichide penetrante, s-au depistat primele fisuri şi la rotorul turbinei hidroagregatului 1, la un număr de trei palete.

2) În uzina S.C. Reşiţa S.A. nu s-a găsit caietul de sarcini de la fabricaţie pentru executarea rotorului de la turbina hidroagregatului 2.

Apariţia fisurilor şi la rotorul turbinei 1 de la CHE Munteni şi faptul că cele două turbine au fost exploatate în aceleaşi condiţii arată că fisurile la cele două rotoare au apărut din aceleaşi cauze; în acest mod s-a exclus varianta prin care numai rotorul turbinei 2 are defecte majore de execuţie la fabricaţie.

În absenţa, în uzina UCM Reşiţa, a caietului de sarcini pentru execuţia rotorului, nu s-a putut stabili trasabilitatea produsului de la fabricaţie până în prezent. Din aceste motive a fost necesară implicarea şi a unor institute de specialitate, cum sunt ISIM Timişoara şi S.C. UCM Reşiţa S.A., pentru a se determina cât mai exact cauzele care au dus la apariţia fisurilor în paletele rotorului de la turbina hidroagregatului 2 din CHE Munteni.

**Starea tehnică a rotorului în octombrie 2000, când s-a făcut investigarea rotorului şi de către ISIM Timişoara**

Cu această ocazie s-a făcut un control cu lichide penetrante şi s-au indentificat patru palete fisurate (fig. 3).

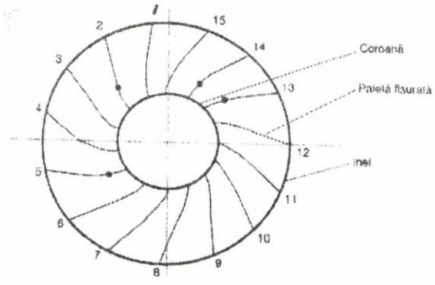
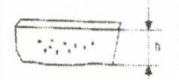



Fig. 3. Poziţia fisurilor în octombrie 2000.

În tabelul 4 este prezentată poziţia noilor fisuri apărute în paletele rotorului hidroagregatului 2 de la ultima remediere a fisurilor identificate în noiembrie 1999.

Cu ocazia investigaţiilor din octombrie 2000 ISIM Timişoara a făcut măsurări de duritate cu ajutorul duritmetrului tip Poldi la palete fisurate şi la paletele nefisurate. Totodată s-au luat mostre din zona fisurată a paletei şi dintr-o paletă nefisurată, în vederea analizei compoziţiei chimice a oţelului din palete, analizei metalografice şi determinării durităţii HV 10 (fig. 4).

*Tabelul 4*

| Nr. crt. | Nr. paletă | Lungimea fisurii l [mm] | Distanţa de la coroană rotor la fisură h [mm] | Schiţă cu forma fisurii |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 84 | 30 - 40 | |
| 2 | 5 | 92 | 30 - 40 | |
| 3 | 13 | fisuri mici l = 1 ... 5 mm | 30 - 50 | |
| 4 | 14 | fisuri mici l = 1 ... 5 mm | 30 - 50 |  |

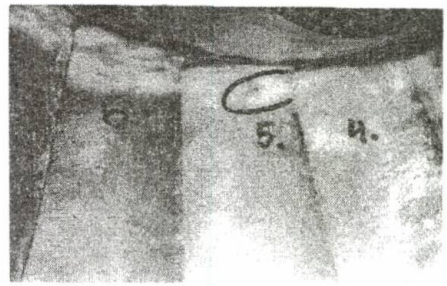


Fig. 4. Zonele fisurate.

*Măsurările de duritate cu ajutorul duritmetrului Poldi a materialului din patru palete care au avut fisură şi una nefisurată.*

În tabelul 5 sunt date valorile acestor măsurări, inclusiv rezistenţa la rupere $R_m$, şi ale limitei de oboseală la îndoire pulsatorie $S_o$, în care $R_m$ şi $S_o$ au caracter informativ.

Valorile durităţii HB din tabel sunt aproape uniforme, ceea ce certifică uniformitatea materialului din care sunt realizate paletele rotorului.

*Compoziţia chimică a oţelului din paleta 5 (fisurată) şi din paleta 10 (nefisurată)*

Compoziţia chimică a oţelului din paleta 5 (fisurată) şi din paleta 10 (nefisurată) şi cea prescrisă pentru

*Tabelul 5*

| Număr paletă şi poziţie | | Duritatea Poldi | | | $R_m$ [Mpa] | $S_o$ [Mpa] |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Amprenta pe paletă [mm] | Amprenta pe etalon [mm] | HB | | |
| Paleta 5 $L_{fisura}$= 92 mm | Superioară | 2,08 | 2,18 | 220 | 744 | 595 |
| | Mijlocie | 2,02 | 2,18 | 245 | 829 | 663 |
| | Inferioară | 2,14 | 2,31 | 235 | 791 | 633 |
| | Medie | - | - | 233 | 788 | 630 |
| Paleta 10 fără fisuri | Superioară | 2,15 | 2,38 | 254 | 856 | 685 |
| | Mijlocie | 2,29 | 2,32 | 241 | 815 | 652 |
| | Inferioară | 2,16 | 2,23 | 242 | 820 | 656 |
| | Medie | - | - | 246 | 830 | 664 |

*Tabelul 6*

| Material | Compoziţia chimică [%] | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | C | Si | Mn | P | S | Cu | Ni | Cr | Mo | Ti |
| Paleta 5 | 0,17 | 0,571 | 1,42 | 0,023 | 0,026 | 1,97 | 4,29 | 18,24 | 0,24 | - |
| Paleta 10 | 0,18 | 0,581 | 1,44 | 0,024 | 0,030 | 1,89 | 4,21 | 19,03 | 0,26 | - |
| Prescris în NI 202-77 | maxi-mum 0,09 | 0,25-0,55 | 2,00-2,50 | maxi-mum 0,025 | maxi-mum 0,025 | 1,80-2,20 | 3,50-4,50 | 17,50-19,50 | 0,10-0,30 | 0,10-0,30 |

oţelul T09CuMoMnNiCr185-Ti sunt date în tabelul 6.

Compoziţia chimică pentru oţelul din paleta 5 şi din paleta 10 este aproape identică. În aceste condiţii nu se poate justifica o comportare diferită la oboseală a celor două palete.

Faţă de valorile prescrise pentru oţelul T09CuMoMnNiCr185-Ti din NI nr. 202-77 se observă abateri ale materialului rotorului de la hidroagregatul 2 în privinţa depăşirii conţinutului în carbon, a conţinutului de mangan şi a lipsei titanului. Conţinutul superior în carbon ar justifica tendinţa spre fragilizare la remedierea prin sudare, remedieri care s-au făcut după turnare la executarea rotorului în fabrică şi remedieri prin sudare pentru eliminarea fisurilor apărute în exploatare. Conţinutul mic în mangan duce la scăderea valorilor de rezistenţă, la rupere ($R_m$) şi la oboseală ($S_o$). Lipsa titanului influenţează atât caracteristica de rezistenţă, cât şi granulaţia.

*Analiza metalografică a materialului paletei fisurate 5*

Pentru analiză s-a prelevat o probă din corpul paletei 5, din zona fisurată. Analiza macroscopică a evidenţiat următoarele:

- un gol rezultat din lipsa de topire între straturi cu un diametru de circa 0,6 mm;
- un gol rezultat din lipsa de topire între straturi cu dimensiunea de circa 3,5 mm şi fisuri amorsate din gol.

Analiza microscopică a evidenţiat următoarele:

- o structură austenitică cu ferită şi carburi complexe;
- un gol din care se ramifică fisuri;
- o fisură amorsată din gol.

Ideea care rezultă din analizele de laborator efectuate de ISIM Timişoara este că fisurarea de oboseală se iniţiază şi se propagă în perioadele tranzitorii de funcţionare din zonele care conţin defecte de material (fie în materialul remediat prin sudare, fie în cel neremediat), datorită golurilor din paletă, care duc la reducerea capacităţii de rezistenţă şi care, coroborat cu prezenţa defectelor tip fisură sau de porozitate, duc, local, la creşterea tensiunii şi în final la depăşirea locală a limitei de curgere a materialului, provocând iniţierea intruziunilor şi extruziunilor de oboseală.

## Concluzii

Apariţia fisurilor la paletele rotoarelor Francis din CHE Munteni se datoreşte solicitărilor dinamice pulsatorii, care au provocat fenomenul de oboseală şi care pe fondul unor defecţiuni interne existente încă de la fabricaţie, cum ar fi reparaţii incorecte prin sudare, au favorizat apariţia fisurilor concentrate în anumite zone.

Alte cauze care au favorizat apariţia fisurilor:

- forma constructivă a rotorului şi solicitarea în consolă a paletelor înspre coroană;
- prezenţa concentratorilor de tensiune dată de defecte de tip fisură;
- prezenţa golurilor în structura materialului;
- secţiune redusă la muchia de fugă (grosimea muchiei 4-7 mm);
- slaba calitate a sudurii la remedierea defectelor prin sudură;
- funcţionarea turbinei la sarcini parţiale, sub 0,7 $P_n$, chiar în regim de scurtă durată, deoarece acest regim este puternic cavitaţional;
- compoziţia chimică a materialului din palete, care arată o anumită diferenţă faţă de norma internă de fabricaţie.

**Recomandări:**

1 - în funcţionarea hidroagregatului se va trece cât mai repede prin regimurile cu cavitaţie;

2 - monitorizarea stării paletelor prin control periodic, cel puţin o dată pe an;

3 - realizarea unor reparaţii a defectelor şi fisurilor în condiţiile unui sistem de asigurare a calităţii;

4 - reparaţiile trebuie să se bazeze pe o analiză completă a stării rotorului: geometria, materialul, calitatea suprafeţei, grosimea paletei, în special la muchia de ieşire, prezenţa defectelor detectabilă prin metoda de control cu raze X;

5 - pentru eliminarea eventualelor intruziuni-extruziuni, o dată pe an, să se lustruiască porţiunile din zona critică a paletelor pe o suprafaţă de circa 150×150 mm$^2$, înspre muchia de ieşire;

6 - având în vedere că au apărut fisuri şi la rotorul de la turbina 1 din CHE Munteni şi că remedierea fisurilor prin sudare nu se poate executa de mai multe ori în acelaşi loc, se va analiza varianta contractării unui rotor de rezervă pentru CHE Munteni;

7 - la lucrările de reparaţii de tip RC planificate se va realiza o aliniere cât mai perfectă a arborilor hidroagregatului;

8 - să se realizeze un studiu cu tema *Sensibilitatea la vibraţia hidroelastică a rotorului de tipul CHE Munteni* de către Asociaţia pentru Cercetare Multidisciplinară din Zona de Vest împreună cu S.C. UCM Reşiţa S.A. şi cu alţi colaboratori din institutele de cercetare şi din învăţământul superior; un asemenea studiu poate fi promovat în cadrul tematicii ANSTI la programul RELANSIN.

**Referent: prof. dr. ing. Eugeniu C. Isbăşoiu – Facultatea de Energetică, UP Bucureşti**

**(Primit la 29 iunie 2001, acceptat la 19 septembrie 2001)**

# Propuneri de modificare a componenței unităților dispecerizabile

ing. Corina DRUMEANU*
ing. Victor IONESCU*

*Lucrarea prezintă câteva probleme cu care S.C. OPCOM S.A. s-a confruntat în activitatea de programare a unităților dispecerizabile și propune soluții specifice de rezolvare a acestora.*

Descriptori: programarea unităților dispecerizabile, puteri imposibile, legătură hidraulică rigidă

În activitatea de programare a funcționării unităților dispecerizabile au apărut, pe parcursul timpului, câteva probleme specifice. Pentru rezolvarea unora dintre aceste probleme se propun soluții care țin cont de caracteristicile tehnice ale unităților dispecerizabile ofertate. Atât problemele, cât și soluțiile de rezolvare sunt detaliate în cele ce urmează.

## 1. Problema puterilor imposibile

### 1.1. Prezentarea problemei

Plaja de puteri[1] în care este ofertată o unitate independentă economic (UIE) este cuprinsă între $P_{min}$ și $P_{max}$. Conform reglementărilor actuale această plajă este continuă (a se vedea [1], [2]). În programarea funcționării UIE apare situația în care o unitate poate realiza $P_{min}$ și $P_{max}$, dar nu poate realiza anumite intervale de puteri cuprinse între aceste limite, deci nu poate realiza o plajă continuă de puteri. Puterile care sunt situate între $P_{min}$ și $P_{max}$, dar nu pot fi realizate din punct de vedere tehnic, sunt denumite în continuare puteri imposibile. Această problemă apare atât la UIE hidroenergetice, cât și la cele termoenergetice.

#### *1.1.1. Cazul unităților hidroenergetice*

Problema puterilor imposibile apare la 11 din cele 29 UIE ale S.C. Hidroelectrica S.A., deci la 37,9% din cazuri. Intervalele de puteri imposibile sunt prezentate în tabelul 1.

Pentru exemplificarea calculului care a stat la baza determinării intervalelor de puteri imposibile s-a considerat unitatea Râul Mare, care are $P_{min}$=80 MW, $P_{max}$=200 MW, dar nu poate funcționa cu o putere cuprinsă în intervalul 101 MW-159 MW, deoarece CHE Retezat (UIE Râul Mare este constituită doar din această CHE) are două hidroagregate care funcționează

*Tabelul 1*

**Puteri imposibile la UIE hidroenergetice**

| Nr. crt. | Denumire UIE | $P_{min}$ [MW] | Limitele intervalului de puteri imposibile [MW] | | $P_{max}$ [MW] | Observații |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Limita minimă | Limita maximă | | |
| 1 | Argeș Vidraru | 35 | 55 | 59 | 220 | Limitările apar mai ales când scade nivelul în lacul Vidraru |
| 2 | Bistrița Stejaru | 12 | 45 | 56 | 177 | UIE este formată din șase hidroagregate de puteri diferite |
| 3 | Dâmbovița+Râul Târgului | 0,6 | 12 | 15 | 56 | UIE este formată din mai multe CHE de puteri diferite ca ordin de mărime |
| 4 | Drăgan Remeți | 25 | 47 | 49 | 94 | Sunt două hidroagregate cu o plajă mică de variație între $P_{min}$ și $P_{max}$ |
| 5 | Mărișelu Someș | 60 | 74 | 119 | 220,5 | Sunt trei hidroagregate cu o plajă mică de variație între $P_{min}$ și $P_{max}$ |
| | | | 148 | 179 | | |
| 6 | Râul Mare | 80 | 101 | 159 | 200 | Sunt două hidroagregate cu o plajă mică de variație între $P_{min}$ și $P_{max}$ |
| 7 | Ruieni+Herculane | 0,5 | 5,5 | 44 | 132 | UIE este formată din două CHE de puteri diferite ca ordin de mărime |
| | | | 69 | 87 | | |
| 8 | Sebeș Aval | 2 | 5 | 18 | 42 | UIE este formată din două CHE de puteri diferite ca ordin de mărime |
| | | | 26 | 37 | | |
| 9 | Sebeș Gâlceag | 50 | 76 | 99 | 150 | Sunt două hidroagregate cu o plajă mică de variație între $P_{min}$ și $P_{max}$ |
| 10 | Sebeș Șugag | 50 | 76 | 99 | 135 | Sunt două hidroagregate cu o plajă mică de variație între $P_{min}$ și $P_{max}$ |
| 11 | Siret | 0,4 | 4 | 7 | 162 | UIE este formată din mai multe CHE de puteri diferite ca ordin de mărime |

* S.C. OPCOM S.A., București

[1] Puterile din articol și din tabele sunt exprimate în valori nete.

[2] La UIE hidroenergetice trebuie reactualizate zilnic aceste limite (inclusiv $P_{min}$ și $P_{max}$) din cauză că pot să apară restricții temporare în exploatare (de exemplu apar limitări ale puterilor de funcționare ale hidroagregatelor din cauza nivelurilor scăzute în lacuri, din cauza lucrărilor de decolmatare etc.).

fiecare între $P_{min_HA}$ = 80 MW şi $P_{max_HA}$ = 100 MW. Rezultă că, într-adevăr, puterea minimă a unităţii Râul Mare este $P_{min}=P_{min_HA}$=80MW şi puterea maximă a unităţii Râul Mare este $P_{max}=2*P_{max_HA}=2*100$ MW=200 MW, dar unitatea Râul Mare în ansamblul ei este imposibil să realizeze o putere cuprinsă în intervalul 101 MW-159 MW deoarece nu o poate obţine nici cu un singur grup (maximul unui grup este prea mic), nici cu două grupuri (suma minimelor celor două grupuri este prea mare).

Acelaşi tip de calcul se face şi pentru situaţia în care intervalele de puteri imposibile apar din cauză că în cadrul aceleiaşi UIE sunt hidroagregate/CHE cu puteri foarte diferite ca ordin de mărime (cazul UIE Ruieni+Herculane).

*1.1.2. Cazul unităţilor termoenergetice*

Aceeaşi problemă ca cea descrisă anterior pentru unităţile hidroenergetice există în cazul unităţilor termoenergetice cu două corpuri de cazan. Problema puterilor imposibile apare la 12 din cele 47 UIE ale S.C. Termoelectrica S.A., deci la 25,5 % din cazuri. Intervalele de puteri care nu pot fi realizate sunt prezentate în tabelul 2.

Pentru exemplificarea calculului care a stat la baza determinării intervalelor de puteri imposibile s-a considerat unitatea MINT1 (blocul 1 al CTE Mintia), care are $P_{min}$=63 MW (la funcţionarea cu un corp de cazan), $P_{max}$=158 MW (la funcţionarea cu bloc complet), dar nu poate funcţiona cu o putere cuprinsă în intervalul 80 MW-125 MW, deoarece cele două corpuri de cazane ale unităţii funcţionează fiecare între $P_{min_Cz}$=63 MW şi $P_{max_Cz}$=126MW. Rezultă că puterea minimă a unităţii independente economic MINT1 este $P_{min}=P_{min_}Cz$=63MW şi puterea maximă a unităţii MINT1 este $P_{max}\cong 2*P_{max_Cz}$=158 MW, dar unitatea MINT1 în ansamblul ei este imposibil să realizeze o putere cuprinsă în intervalul considerat, deoarece nu o poate obţine nici cu un singur corp de cazan (maximul unui corp e prea mic), nici cu blocul complet (suma minimelor celor două corpuri de cazan este prea mare).

Suplimentar faţă de unităţile hidroenergetice, în cazul unităţilor termoenergetice cu două corpuri de cazan, dacă se ia în considerare doar câte un interval orar, fără a se urmări programarea unităţii în ansamblu pe întreaga perioadă pe care s-a făcut oferta (24h), rezultă că unitatea poate realiza puterile orare cu care a fost programată, dar nu poate realiza funcţionarea în ansamblu pe toată ziua, deoarece nu poate funcţiona alternativ cu unul şi cu două corpuri de cazan (funcţionarea tip "motoretă").

*Tabelul 2*

**Puteri imposibile la UIE termoenergetice[3]**

| Nr. crt. | Denumire UIE | $P_{min}$ [MW] | Limitele intervalului de puteri imposibile | | $P_{max}$ [MW] |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | Limita minimă [MW] | Limita maximă [MW] | |
| 1 | BORZK | 65 | 84 | 129 | 180 |
| 2 | BRAI2 | 65 | 84 | 129 | 185 |
| 3 | BRAI3 | 65 | 84 | 129 | 185 |
| 4 | IER5 | 65 | 86 | 129 | 190 |
| 5 | IER6 | 65 | 86 | 129 | 190 |
| 6 | ISAL7 | 97 | 121 | 194 | 256 |
| 7 | MINT1 | 63 | 80 | 125 | 158 |
| 8 | MINT2 | 63 | 80 | 125 | 158 |
| 9 | MINT3 | 63 | 80 | 125 | 158 |
| 10 | MINT4 | 63 | 80 | 125 | 158 |
| 11 | MINT5 | 63 | 86 | 125 | 176 |
| 12 | MINT6 | 63 | 86 | 125 | 176 |

[3] Plaja de valori pentru puteri imposibile, $P_{min}$ şi $P_{max}$ pot suferi modificări (± 5 MW) din cauza condiţiilor de exploatare ale unităţilor termoenergetice. Ceea ce este relevant este ordinul de mărime al intervalului de puteri imposibile şi frecvenţa problemei.

**1.2. Variantă de soluţionare a problemei puterilor imposibile pentru unităţile hidro şi/sau termo**

O variantă de soluţionare a problemei puterilor imposibile, atât pentru unităţile hidroenergetice, cât şi pentru cele termoenergetice, este cea prin care unitatea respectivă (de exemplu, oricare din cele două unităţi pentru care s-a făcut analiza, Râul Mare şi MINT1) se împarte în alte două UIE, fiecare din noile unităţi corespunzând unui hidroagregat/corp de cazan din CHE/CTE la care apar astfel de probleme.

Avantajele aplicării acestei soluţii sunt deosebit de importante din punctul de vedere al flexibilităţii în ofertare. În mod normal, o UIE beneficiază de trei paliere de putere pentru ofertare, fiecare cu preţul corespunzător, ordonate în sens crescător atât ca putere, cât şi ca preţ. Împărţirea unei CHE/CTE în două sau mai multe UIE conduce la apariţia, pentru respectiva CHE/CTE, a unui număr cel puţin dublu de paliere de putere, se formează tranşe de putere de dimensiuni mai mici, deci oferta se poate plia cu mai multă uşurinţă pe curba prognozată de consum.

Referitor la puterea injectată în reţea trebuie menţionat că:

- punctele de injecţie ale celor două sau mai multe UIE obţinute prin împărţirea unei UIE iniţiale sunt doar teoretic diferite, practic fiind punctul de injecţie al UIE care a fost împărţită;
- pentru determinarea puterii injectate în nodul respectiv se adună puterile obţinute prin programare de fiecare dintre noile UIE.

Soluţia împărţirii UIE la care apare problema puterilor imposibile în două sau mai multe UIE transformă o rigiditate impusă din considerente tehnice într-un avantaj comercial.

## 2. Problema legăturilor hidraulice rigide

*2.1. Prezentarea problemei*

Această problemă apare doar în cazul unităților hidroenergetice.

Structura unei amenajări cu regularizare anuală sau sezonieră presupune, pe lângă centralele hidroelectrice cu lacuri de acumulare, și existența unor centrale pe canal de derivație.

O centrală pe canal de derivație nu poate funcționa decât dacă centrala imediat din amonte de ea turbinează un debit care ajunge pe canalul de derivație, ceea ce înseamnă că centrala pe canal de derivație este legată rigid din punct de vedere hidraulic de centrala din amonte.

În cazurile în care o amenajare hidroenergetică este divizată în mai multe UIE, diviziunea amenajării trebuie să țină cont și de legăturile rigide hidraulice.

În această situație sunt, de exemplu, UIE Drăgan Remeți și Criș, care apar în ofertare ca unități independente, dar care din punct de vedere hidraulic depind una de cealaltă:

- în cazul în care este programată să funcționeze unitatea Drăgan Remeți și nu este programată să funcționeze și unitatea Criș, rezultă că apa turbinată de CHE Remeți (CHE Remeți este centrala hidroelectrică din care este compusă unitatea Drăgan Remeți) trebuie să fie deversată, deoarece nu poate fi preluată de CHE Munteni I, care este centrala pe derivație în aval de CHE Remeți și totodată este prima centrală din amonte a unității Criș;
- în cazul în care este programată să funcționeze unitatea Criș și nu este programată să funcționeze și unitatea Drăgan Remeți, rezultă că unitatea Criș nu poate funcționa în marea majoritate a cazurilor[4] cu CHE Munteni I, deci puterea disponibilă a acestei unități se reduce la jumătate (CHE Munteni I reprezintă aproximativ 50 % din puterea instalată a unității Criș).

*2.2. Variantă de soluționare a problemei legăturilor hidraulice rigide pentru unitățile hidroenergetice*

Problema legăturii hidraulice rigide dintre UIE Drăgan Remeți și UIE Criș se poate rezolva incluzând în UIE Drăgan Remeți și CHE Munteni I, care acum face parte din UIE Criș. Deoarece conform aceastei noi împărțiri CHE Lugașu devine prima centrală din amonte a unității Criș, iar CHE Lugașu are în amonte un lac cu un volum util de aproximativ 48,8 mil. $m^3$, rezultă că unitatea Criș ar avea o și mai mare independență. În această exemplificare, cele două CHE foarte mici ale amenajării, respectiv CHE Leșu ($P_{instalată}$=3,4 MW) și CHE Munteni II ($P_{instalată}$=0,63 MW), se consideră că sunt incluse implicit în UIE Drăgan Remeți, dar contribuția lor la puterea instalată a acestei UIE este prea mică pentru a fi semnificativă.

Cele două CHE (Remeți și Munteni I) sunt suficient de aproape una de cealaltă (o distanță sub 10 km), deci nu se poate considera că această nouă distribuire a CHE în cadrul UIE aparținând de amenajarea considerată poate genera probleme pentru stabilirea restricțiilor de rețea.

Generalizând, se poate afirma că acest tip de problemă se poate rezolva în mare parte dacă la împărțirea unei amenajări în mai multe UIE se ține cont că:

- toate centralele pe derivație aflate pe tronsonul dintre două CHE cu lacuri de acumulare trebuie să facă parte din aceeași UIE ca și CHE cu lac de acumulare situată la capătul din amonte al tronsonului, deoarece în acest fel nu se întrerupe nici o legătură hidraulică rigidă;
- este indicat ca împărțirea amenajării în mai multe UIE să se facă prin secțiuni amplasate în amonte de lacurile mai mari, lacuri situate în aval de lacul de capăt al respectivei amenajări, deoarece un volum util mai mare corespunzător CHE din capătul din amonte al unei UIE hidroenergetice asigură o independență mai mare a acestei unități față de regimul de funcționare al CHE din amonte.

Aplicarea acestor principii este exemplificată grafic în figura 1.

## 3. Caz particular: variantă de soluționare a problemei puterilor imposibile și a legăturilor hidraulice rigide pentru unitățile hidroenergetice

În programarea unităților dispecerizabile apar frecvent probleme atât din cauza legăturilor hidraulice rigide, cât și din cauza apariției puterilor tehnice imposibile. O modalitate în care aceste probleme pot fi rezolvate simultan este cea în care ofertarea se face considerând că fiecărei amenajări hidroenergetice îi corespunde câte o unitate independentă economic (UIE). În consecință, fiecare dispecer de amenajare este responsabil de producerea unei anumite puteri orare și totodată realizează această putere ținând cont de specificul amenajării pe care o dispecerizează, putând corela funcționarea CHE astfel încât să respecte legăturile hidraulice rigide și să evite puterile tehnice imposibile.

Această modificare a componenței UIE are câteva implicații importante asupra modului în care se face ofertarea serviciilor tehnologice de sistem. În acest sens este utilă o succesiune diferită de cea actuală pentru etapele procesului de ofertare:

- S.C. Hidroelectrica S.A. transmite la S.C. OPCOM S.A. oferta de producere și de servicii tehnologice de sistem;
- S.C. OPCOM S.A. validează ofertele și elaborează OFR;
- S.C. OPCOM S.A. transmite la S.C. Hidroelectrica S.A. programarea producției și a serviciilor de sistem, rezultată pentru UIE ale acestui producător;

[4] CHE Munteni I poate funcționa un număr limitat de intervale orare independent de CHE Remeți numai în situația în care se înregistrează în amonte un debit afluent suficient de mare.

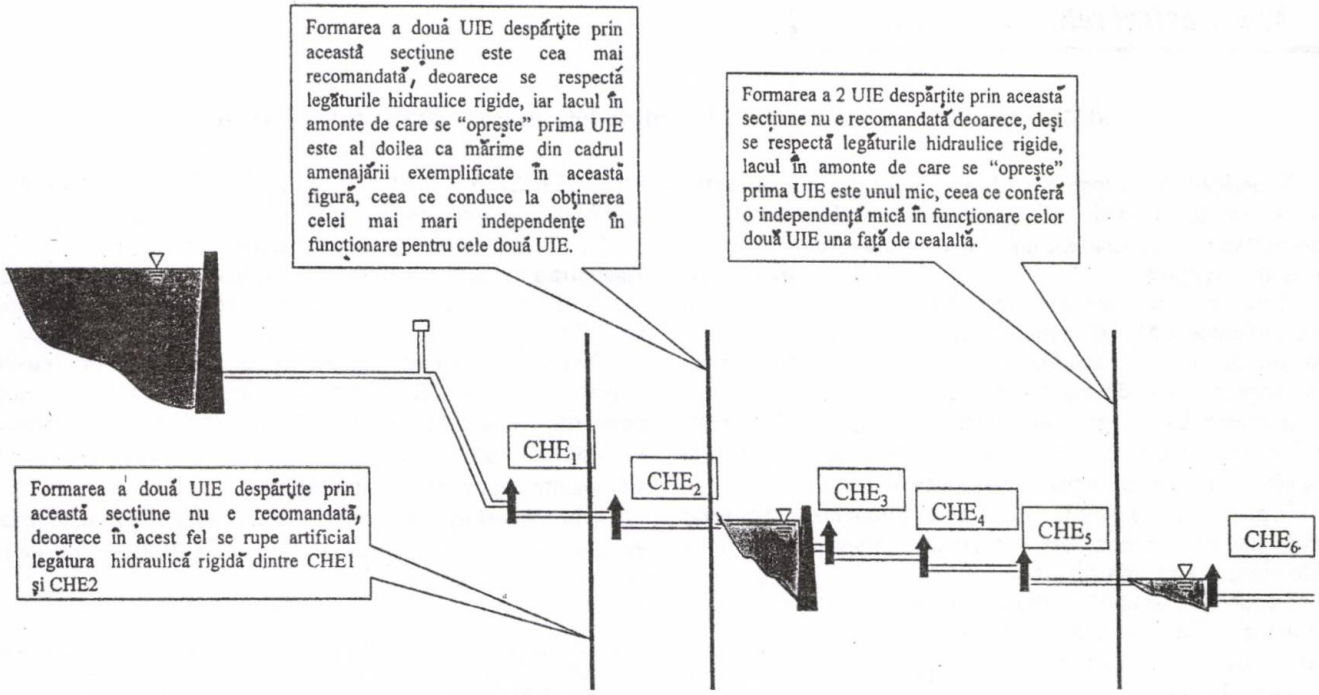



Fig. 1. Exemplificarea împărţirii unei amenajări în UIE ţinând cont de respectarea legăturii hidraulice rigide şi de principiul obţinerii unei independenţe cât mai mari în funcţionare pentru fiecare UIE în parte.

▪ S.C. Hidroelectrica S.A. transmite la S.C. OPCOM S.A. distribuţia puterii şi a serviciilor de sistem programate pe fiecare CHE şi/sau hidroagregat din amenajări;

▪ S.C. OPCOM S.A. transmite la DEN şi la producători OFR şi programarea serviciilor de sistem astfel defalcate.

Paşii iterativi, suplimentari faţă de ceea ce prevăd actualele reglementări, prin care S.C. OPCOM S.A. transmite la S.C. Hidroelectrica S.A. programarea producţiei şi a serviciilor de sistem şi aşteaptă ca S.C. Hidroelectrica S.A. să detalieze acest program de funcţionare pe hidroagregate/CHE/grupuri de CHE sunt necesari, deoarece pentru stabilirea restricţiilor de reţea şi de sistem DEN trebuie să se cunoască puterile injectate în principalele noduri ale reţelei.

## Concluzii

Referitor la propunerile de modificare a UIE trebuie subliniate cele două aspecte care "pledează" pentru oportunitatea şi avantajele aplicării acestora:

▪ situaţiile descrise creează probleme de o amploare deosebită în cadrul procesului de programare a unităţilor dispece-rizabile (sunt afectate 30,3% din totalul UIE termo şi hidro);

▪ soluţiile prezentate pentru rezolvarea problemelor menţionate sunt funcţionale şi uşor de implementat.

**BIBLIOGRAFIE**

[1] *Codul comercial al pieţei angro de energie electrică* (ANRE, cod: 19.2.130.02.07/06.99).

[2] *Regulamentul de programare şi dispecerizare a sistemului electroenergetic naţional* (ANRE, cod: 18.1.216.0.01.10/10/06/99).

**(Primit la 14 septembrie 2001, 17 septembrie 2001)**

## SIMPOZIONUL CIGRÉ din 3 –7 septembrie 2001 de la CAIRNS -AUSTRALIA

În perioada 3-7 septembrie 2001 s-au desfăşurat, la Cairns în Australia, lucrările Simpozionului CIGRE cu tema: **"Funcţionarea echipamentelor şi componentelor electrice în mediul tropical".**

După cum se cunoaşte, lucrările CIGRÉ – Conferinţa Internaţionale a Marilor Reţelele Electrice – se ţin din doi în doi ani, în anii pari, întotdeauna la Paris, iar în anii impari au loc simpozioane în diverse zone ale globului.

În prezent CIGRÉ are 840 membrii colectivi şi 3800 membrii individuali în mai mult de 80 de ţări. În 52 de ţări, printre care şi România, s-au format Comitete Naţionale CIGRÉ.

În anul 2001 au avut loc mai multe simpozioane regionale pe diverse teme, printre altele, în oraşul Suceava din România şi în oraşul Cairns din Australia.

La lucrările simpozionului de la Cairns au participat 135 de delegaţi din 25 ţări, şi anume: 15 ţări europene (Austria, Belgia, Croaţia, Franţa, Germania, Italia, Bosnia-Herţegovina, Norvegia, Polonia, Elveţia, Spania, România, Rusia, Suedia, şi Anglia), şase ţări din Asia (Malaezia, Japonia, Corea de Sud, Noua Zelenda, Tailanda, şi Arabia Saudită), două ţări din Africa (Tunisia şi Republica Sud-Africană), o ţară din America (Statele Unite ale Americii) şi ţara gazdă, Australia.

Lucrările pentru simpozionul de la Cairns, transmise la sediul central al CIGRÉ de la Paris şi acceptate de Comitetul Tehnic Internaţional CIGRÉ, au fost grupate pe 4 secţiuni: Secţia 1: *Constrângerile caracteristice mediului tropical*; Secţia 2: *Aspecte ale izolaţiei*; Secţia 3: *Aspecte termice, mecanice şi structurale* şi Secţia 4: *Exploatare şi întreţinere*.

Din partea României la lucrările conferinţei au luat parte doi delegaţi, şi anume: **prof. dr. ing. Dorin Cristescu** – preşedintele Comitetului Naţional Român CIGRÉ, şeful catedrei de reţele electrice de la Facultatea de Energetică din Universitatea Politehnică Bucureşti, şi **dr. ing. Ion Conecini** - membru al Comitetului Naţional Român CIGRÉ director IT & Tc. la Operatorul Pieţei de Energie Electrică din România - S.C. OPCOM S.A., una din fostele unităţi desprinse din CONEL.

La acest simpozion, din partea României a fost acceptată lucrarea "ELECTRICITY QUALITY DATA BASE IN ROMANIA", autori: dr. ing. Ion Conecini şi dr. ing. Şt. Gheorghe.

Cu câteva zile înaintea începerii Simpozionului, în Australia s-au desfăşurat lucrările Comitetului de Studii nr. 33 al CIGRÉ şi ale grupurilor sale de lucru, la care a luat parte prof. Dorin Cristescu.

Dintre lucrările prezentate s-au remarcat, în sensul noutăţilor expuse, cele ale autorilor din Australia. De altfel, o parte din acestea au constituit şi obiectul vizitelor tehnice desfăşurate pe parcursul ultimelor două zile ale simpozionului, pe traseele indicate în figura 1.

Astfel, în prima zi a vizitelor tehnice a fost prezentată linia de transport de 275 kV, între Sprigmount şi Woree, linie care are unele particularităţi.

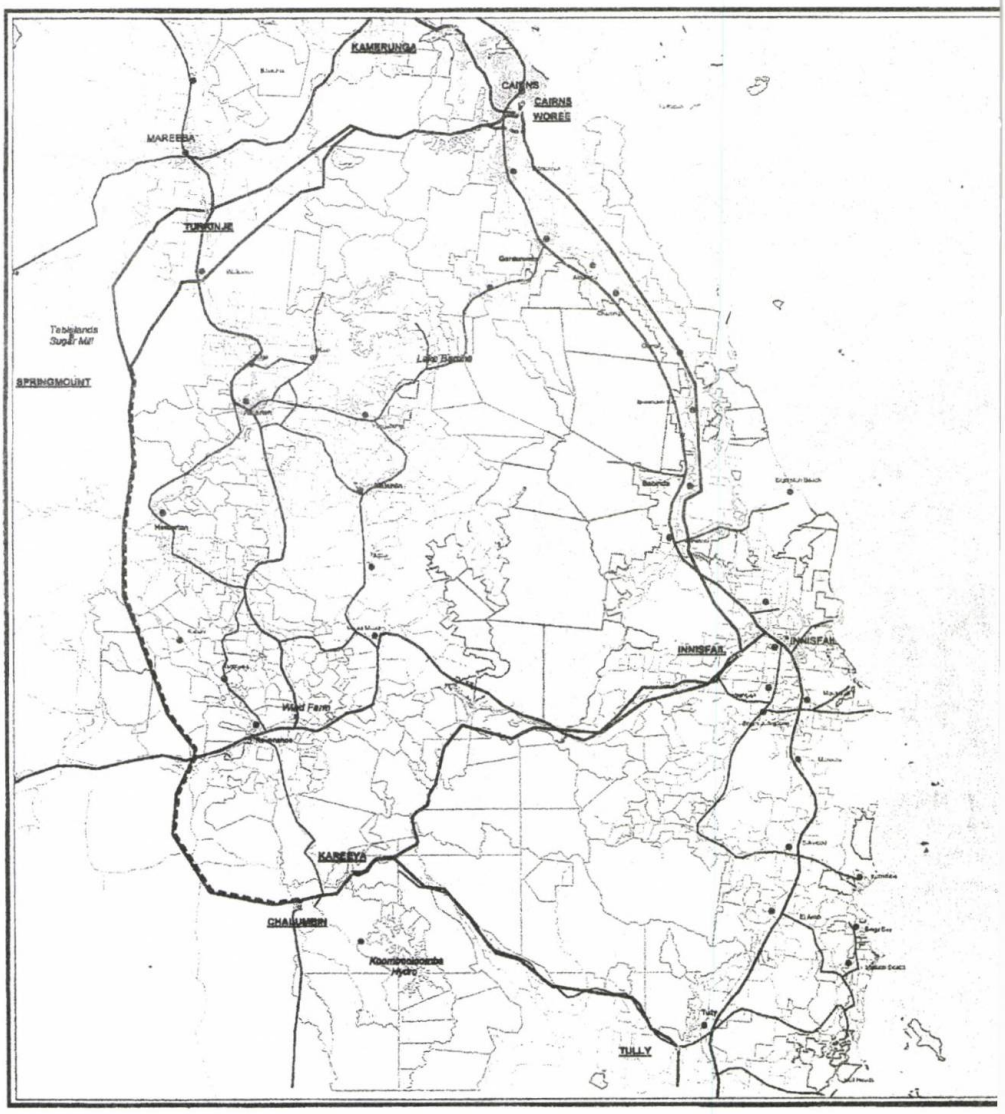



Fig. 1.

Proiectul acestei lini, în valoare de 60 mil. $, întocmit de compania POWERLINK QUEENSLAND, a fost terminat în iunie 1998. Proiectul prevedea construirea unei linii între Springmount (sud-vestul Mareebei) şi Woree (în sudul oraşului Cairns) pentru a îmbunătăţi furnizarea de energie electrică în Far North Queensland. S-au stabilit, cu această ocazie, noi standarde de proiectare şi construcţie în vederea instalării unei infrastructurii energetice într-o zona sensibilă din punct de vedere ecologic.

Folosind tehnici novatoare pentru minimizarea impactului asupra mediului, Powerlink a construit linia prin World Heritage Wet Tropics, înregistrată ca pădure tropicală şi parc naţional.

Componentele de bază ale proiectului au inclus construcţia a 67 km de linie cu dublu circuit aerian, 2,7 km de linii în cablu subteran, din polietilenă, dublu circuit, 150 km cablu de comunicaţii cu fibră optică şi staţiile de transformare asociate.

Powerlink a iniţiat un proiect pentru menţinerea unei furnizări susţinute în regiunea Cairns care va permite în viitor asigurarea furnizării energiei electrice suplimentare, determinate de creşterea demografică, turistică şi a afacerilor în zonă. În cei zece ani până în 1998, cererea de electricitate în regiune a crescut cu o medie de 7,3% pe an, comparativ cu media din întregul stat Australia de 4,5% pe an.

Linia cu dublu circuit de 275 kV, cu stâlpi din oţel (circa 80 m înălţime) traversează pădurea tropicală (World Heritage Wet Tropics) şi pentru că accesul la sol este limitat, o parte dintre stâlpi sunt prevăzuţi cu platforme de aterizare la vârf, în vederea realizării operaţiunilor de întreţinere şi reparaţii, aşa cum se vede în figura 2.

Fig. 2.

A apărut astfel un număr de "noi" industrii în perioada realizării acestui proiect, printre care:

- o intensă folosire a elicopterelor pentru construcţia stâlpilor. Aproximativ 300 de zboruri de elicopter au fost utilizate pe perioada construcţiei liniei;
- a fost minimizat impactul vizual al liniei în zona rezidenţială Cairns; o linie subterană, cu dublu circuit, de 275 kV, din polietilenă, a fost fabricată şi instalată de către o altă nouă industrie australiană ;
- s-a distrus un volum minim de vegetaţie în zona stâlpilor. Pentru cele 35 de fundaţii din pădurile tropicale, totalul vegetaţiei distruse sau înlocuite a fost de mai puţin de trei sferturi de hectar. Toate locaţiile au fost reîmpădurite;
- platformele de aterizare a elicopterelor au fost instalate pe vârfurile a 25 de stâlpi în Wet Tropics pentru a permite accesul din aer în vederea viitoarei întreţineri;
- stâlpii înalţi de circa 80 m (fig. 3) şi întinderea conductoarelor deasupra coronamentului pădurilor tropicale a permis ca circa 40 de hectare din pădurile existente să nu fie defrişate, iar suprafaţa afectată (trei sferturi de hectar) să fie regenerată;
- folosirea unor poduri temporare de acces, a echipamentului specializat şi a unor tehnici noi de construcţie a minimizat operaţiunile de la sol şi a redus distrugerile de vegetaţie în World Heritage Wet Tropics (care face parte din patrimoniul mondial al pădurilor tropicale).

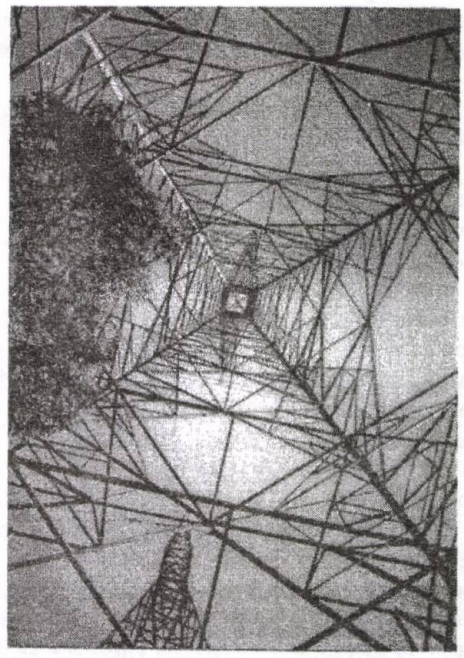


Fig. 3.

Cablul de 275 kV de tip XLPE care traversează noile cartiere de sud ale oraşului Cairns a fost fabricat în Australia, în anul 1997, de firma OLEX. În anul 1998, acest proiect a primit diploma de excelenţă "Queensland Excellence Award" de la Institutul Australian al Inginerilor.

O altă lucrare prezentată de delegaţii australieni s-a referit la noua staţie de transformare Tully, care a fost modernizată la sfirşitul anului 2000 şi echipată cu întrerupătoare de comutare GIS 132 kV, fabricaţie ALSTOM. Sunt primele de acest fel din North Queensland; unităţile folosesc sisteme secundare integrate, care conţin elemente de protecţie şi control şi folosesc comunicaţiile în serie între panourile de protecţie prin relee şi sistemele de control.

Mai multe lucrări au prezentat producerea energiei electrice din surse regenerabile, insistându-se asupra surselor curate de energie, eoliană, solară, hidro şi biomasă.

Astfel, a fost făcută o vizită la o nouă fabrică de zahăr, Sugar Mill, lânga Mareeba, care foloseşte ca materie primă trestia de zahăr, iar aburul este asigurat de la o centrală electrică de cogenerare de 7 MW, având drept combustibil biomasa.

Vizitele turistice au cuprins şi o fermă de lângă Ravenshoe, care foloseşte o centrala eoliană de 12 MW,

echipată cu generatoare eoliene între 20-600 kW, realizată în anul 2000. Fiecare turn are 46 m înălţime, fiecare paletă are o lungime de 22 m, turaţia generatoarelor fiind de 30 rotaţii pe minut. Centralele eoliene sunt fabricate în Australia de firma ENERCON.

A fost prezentată şi o microhidrocentrală de 7 MW construită la baza barajului Koombooloomba pe râul Tully. Koombooloomba Hydro a fost realizată tot în anul 2000 şi foloseşte apa de la un baraj existent, care alimenteaza centrala hidroelectrică Kareeya Hydro de 72 MW construită în 1960. Microhidrocentrala alimentează cu energie electrică peste 3000 de ferme şi s-a estimat că prin functionarea ei se reduc emisiile din atmosferă cu circa 20 000 tone pe an, respectiv 400 000 tone în 40 de ani.

O mare problemă cu care se confruntă energeticienii din Australia este legată de clima subtropicală din zonă. Cicloanele tropicale, descărcările atmosferice foarte puternice şi păsările reprezintă pricipalele surse de avariere a instalaţilor electrice.

În Australia cicloanele tropicale sunt împărţite, după viteza vântului, în cinci categorii, după cum urmează:

1 - sub 125 km/h;
2 - între 125 km/h şi 170 km/h;
3 - între 170 km/h şi 225 km/h;
4 - între 225 km/h şi 280 km/h;
5 - mai mare de 280 km/h.

S-a prezentat şi o statistica pe ultimii 30 de ani a acestor ciloane tropicale şi a efectelor lor. Ca exemplu s-a dat ciclonul Justin din anul 1997, de lângă Cairns, care, în afară de avarierea unui mare număr de instalaţii electrice, a făcut şi 40 de victime umane. Acest ciclon a fost clasificat ca fiind în categoria a 2-a.

Cicloanele Winifred din anul 1986 din Innifall şi Rona din anul 1999 de la Port Douglas au fost clasificate ca fiind cicloane de categoria a 3-a.

De asemenea, ciclonul Joy din anul 1990, de pe ţărmul oraşului Cairns, şi cilonul Tracy din 1974 de la Darwin au fost clasificate în categoria a 4-a, având viteze ale vântului de peste 250 km/h.

În fine, cicloanele Vance în anul 1999 din golful Exmouth si Orson în anul 1989 de la nord-est de reciful WA, clasificate în categoria 5-a, au produs cele mai mari distrugeri.

În zonele în care indicele keraunic este ridicat energeticienii australieni au montat, pe linii, pe fiecare stâlp şi pe fiecare fază, descărcătoare cu suflaj magnetic, în paralel cu lanţul de izolatoare, la o oarecare distanţă de acesta, în partea de jos a lanţului fiind montat un inel de protecţie, mai lung, care să protejeze lanţul la amorsarea arcului electric.

Lucrarea, care de asemenea a surprins participanţii, s-a referit la acţiunea păsărilor asupra izolatoarelor şi la măsurile luate de energeticienii din Australia. S-a constatat că păsările sunt atrase de materialul izolatoarelor compozit pe care îl ciugulesc, deteriorând izolatoarele. Deoarece ecologiştii din Australia nu permit ca păsările să fie deranjate, energeticienii au instalat pe stâlpi camere de luat vederi cu baterii solare şi, după plecarea păsărilor se intervine pentru înlocuirea izolatoarelor afectate.

Multe din aceste măsuri par exagerate şi scumpe, dar în Australia ele sunt tratate ca acţiuni normale şi obişnuite. Australia este însă o ţară bogată. Are o populaţie de 17 milioane locuitori, din care circa 80 mii aborigeni, pe o suprafaţă de 7,7 milioane de $km^2$, deci o densitate de aproximativ 2 locuitori pe $km^2$.

Australia are zăcăminte de cărbune, petrol, gaze naturale, minereu de fier, cupru, plumb, zinc, aur, argint, titan, minereu radioactiv, metale rare (85% din producţia mondială de zirconiu este asigurată din Australia) şi altele. Se produc peste 50 milioane de kWh pe an. De asemenea, metalurgia neferoasă asigură 6 milioane de tone de fontă şi 7 milioane de tone de oţel.

Australia deţine primul loc în lume în ceea ce priveşte efectivul de ovine (176,2 milioane de capete), majoritatea din rasa merinos, realizând 33% din producţia mondială de lână.

Din punct de vedere istoric, teritoriile continentului australian, locuite de aborigeni, au fost descoperite în secolul 16 de portughezi, au fost explorate de olandezi începând cu anul 1606 şi au fost cucerite de englezi în secolul18, care le-a transformat în colonii.

În anul 1901 coloniile engleze din Australia s-au unit într-o federaţie (Commonwealth of Australia) cu statut de dominion în cadrul imperiului britanic.

Statul federal Australia, care ocupă continentul australian, insula Tasmania şi alte câteva insule mai mici, este format din 6 state şi 3 teritorii federale. Şeful statului este suveranul Marii Britanii, reprezentat printr-un Guvernator General.

În acest an Australia sărbătoreşte 100 de ani de la formarea primului stat federal, aceasta explicând, într-o oarecare măsură, faptul că foloseşte cele mai noi şi mai moderne tehnologii, materiale şi echipamente.

Organizarea Simpozionului de la Cairns a fost de asemenea de excepţie. Pe lângă nivelul tehnic deosebit al lucrărilor prezentate, pe lângă vizitele tehnice foarte bine pregătite, organizatorii au oferit participanţilor şi un spectacol al unei trupe de aborigeni, cu muzica şi dansurile specifice.

La simpozionul de la Cairns au participat: dl David Croft, preşedintele CIGRÉ Internaţional şi director general al TransGrid New South Wales, dl Jean Kowal, secretarul general al CIGRÉ, şi dl Gordon Jardine, preşedintele Comitetului Naţional CIGRÉ al Australiei.

De altfel, la simpozion a participat marea majoritate a preşedinţilor comitetelor naţionale CIGRÉ din cele 52 de ţări care au comitete naţionale CIGRÉ.

Preşedintele Comitetului de Organizare al Simpozionului de la Cairns a fost italianul dr. Lorenzo Thione, care este şi preşedintele Comitetului de Studii nr. 33, iar copreşedinte a fost dl Simon Barlet, membru al Comitetului Naţional CIGRÉ al Australiei.

**dr. ing. Ion CONECINI**

(urmare din p. 463)

## S.C. OPCOM S.A. a aderat la APEX

Prin iniţiativa creării EuropEX (Grupul European al Operatorilor Comerciali şi Burselor de Electricitate - constituit în cadrul APEX) asociaţia a realizat o cooperare activă cu autorităţile Uniunii Europene, acţionând pe mai multe direcţii:

- promovarea rolului operatorilor comerciali şi burselor de energie ca soluţie pentru creşterea competiţiei şi implementarea pieţei unice europene de electricitate;
- urmărirea evoluţiei proceselor de liberalizare a diferitelor pieţe de electricitate din Europa;
- analizarea şi identificarea de soluţii pentru diverse probleme apărute în comerţul internaţional cu energie electrică;
- realizarea unui dialog activ cu autorităţile comunitare şi entităţile create la nivel paneuropean în domeniul energiei;
- sporirea cooperării dintre operatorii comerciali din Europa şi promovarea liberului schimb;
- promovarea de recomandări privind pieţele de electricitate (diseminarea informaţiilor, regulile pieţei, tematici şi probleme privind pieţele concurenţiale, precum şi cele specifice operatorilor comerciali).

Admiterea S.C. OPCOM S.A. în cadrul acestei prestigioase asociaţii a fost fundamentată pe evoluţia şi rezultatele activităţii societăţii în primul său an de funcţionare, an marcat de orientarea spre atingerea obiectivelor pe termen scurt şi mediu, fără a se pierde din vedere necesitatea pregătirii fundamentului destinat atingerii obiectivelor pe termen lung. OPCOM şi-a concentrat eforturile şi resursele astfel încât să poată răspunde tuturor responsabilităţilor de administrator al pieţei angro de energie electrică, conform reglementărilor în vigoare.

Trebuie subliniat faptul că OPCOM a atins stadiul actual de dezvoltare organizaţională, tehnică şi tehnologică utilizând cu maximă eficienţă resursele disponibile, în cea mai mare măsură interne. Rezultatele obţinute sunt datorate preponderent profesionalismului, calităţii, devotamentului şi disponibilităţii manifestate de specialiştii săi.

Tranzacţionarea zilnică a energiei electrice şi a serviciilor de sistem trebuie menţinută într-un acord permanent cu stadiul de reformă şi restructurare al pieţei, precum şi cu gradul de maturizare a participanţilor la aceasta. De aceea o atenţie deosebită a fost şi va continua să fie acordată dezvoltării mecanismelor pieţei de electricitate şi servicii.

În acest context, OPCOM va continua să acţioneze, în plan intern, în direcţia consolidării instituţionale şi dezvoltării infrastructurii, fără a pierde din vedere necesitatea dezvoltării resurselor umane.

Totodată, consecvenţi responsabilităţii asumate de a urmări şi identifica soluţii pentru problemele cu care se confruntă tranzacţionarea, participanţii şi însăşi funcţionarea pieţei fizice, OPCOM continuă să stabilească şi să actualizeze planurile şi programele de dezvoltare pe termen lung, astfel încât să acţioneze constructiv şi activ, nu doar corectiv, ci în primul rând preventiv.

Pe termen lung, OPCOM nu pierde din vedere faptul că dezvoltarea pieţei fizice a energiei electrice şi a serviciilor de sistem, evoluţia comportamentului comercial al participanţilor la aceasta, derularea procesului de reformă şi restructurare a sectorului energetic, precum şi maturizarea celorlalte pieţe libere (de exemplu, pieţele financiare), vor crea un nou orizont spre o bursă naţională de energie şi, de ce nu, spre o bursă regională de electricitate în Europa de sud-est.

Aceste realizări, care au constituit tot atâtea argumente pentru fundamentarea deciziei de acceptare ca membru cu drepturi depline a S.C. OPCOM S.A. în cadrul APEX nu s-ar fi putut obţine fără suportul activ şi constructiv al autorităţilor, agenţilor economici şi al tuturor celor implicaţi în sectorul energiei electrice, cărora OPCOM le mulţumeşte şi pe această cale.

**Adrian GOICEA, Ion CONECINI, Mirela SĂNDULESCU**

## SOMMAIRE


**L'EXPLOITATION DES CENTRALES HYDRAULIQUES EN CONFORMITÉ AVEC LES EXIGENCES DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE NATIONAL"**

Eugen Constantin ISBĂŞOIU, Paul GHEORGHIESCU: Table ronde „L'exploitation des centrales hydrauliques en conformité avec les exigences du réseau electrique national" - presentation 431

Alexandru SĂNDULESCU, Nicolae OPRIŞ: L'influence du marché de l'électricité sur le fonctionnement des centrales appartenant à la société commerciale Hidroelectrica S.A. durant la période de sècheresse de l'an 2000 432

Anton VLĂDESCU, Floarea BREAZU, Otilia MARIN, Oltiţa VELCESCU, Gheorghe VĂLCEREANU: La modalité de couvrir la courbe de charge à l'aide des centrales électriques du réseau électrique national dans le processus de justification des contrats de vente-achat sur le marché de l'énergie 435

Alexandru George DIACON, Eugen Constantin ISBĂŞOIU, Mihaela CONSTANTINESCU: L'optimisation du fonctionnement des centrales hydrauliques de moyenne et grande chute, ayant comme fonction objet de l'optimisation l'obtention du maximum d'énergie pour l'eau usinée 441

Paul GHEORGHIESCU, Mihai STOICAN, AUREL MÎNDRICAN: Le calcul de la réserve énérgetique minimale des grands lacs d'accumulation pour garantir la sécurité en service du réseau électrique national 447

Andra MOCLINDA, Marin BALABAN: La modernisation du système de réglage des turbines bulbe dans la centrale hyraulique "Les Portes de Fer II". Essais de performances de réglage 454

Emil POPA, Constantin PÎRĂIANU, Nicolae ALBU: L'estimation de la durée de vie des principaux éléments composants des machines hydrauliques. La surveillance de l'évolution des fissures dans un arbre de turbine bulbe 458

Iosif MARCHIŞ: L'analyse des causes ayant provoqué l'apparition de fissures dans le rotor de la turbine du type Francis dans la machine no. de la centrale hydraulique Munteni 464

**L'EXPERIENCE EN SERVICE**

Corina DRUMEANU, Victor IONESCU: Propositions de modification de la composition des entreprises aptes à être conduites par dispatching 468

**MANIFESTATIONS TECHNIQUES-SCIENTIFIQUIES**

Ion CONECINI: Le Symposium CIGRE, 3-7 septembre 2001, Cairns (Australie) 472

**INFORMATIONS**

Adrian GOICEA, Ion CONECINI, Mirela SĂNDULESCU: L'opérateur sur le Marché d'Electricité en Roumanie - OPCOM adhéré a l'Association Internationale des Opérateurs Commerciau et des Bourses de l'Energie - APEX 463, 475

**DE PERSONIS** 446

**SOMMAIRE EN FRANÇAIS, ALLEMAND, RUSSE** 476

**RESUMES EN ANGLAIS** 430


## INHALT


**BETRIEB DER WAISSERKRAFTWERKE LAUT FORDE-RUNGEN DES ELEKTROENERGIEVERSORGUNGSYSTEMS**

Eugen Constantin ISBĂŞOIU, Paul GHEORGHIESCU: Gespräch am runden Tisch "Betrieb der Waisserkraftwerke laut Forderungen des Elektroenergie-versorgungsystems" 431

Alexandru SĂNDULESCU, Nicolae OPRIŞ: Auswirkungen des Elektroenergiemarktes auf den Betrieb der Kraftwerke, die S.C. Hidroelektrica S.A. während der Dürreperiode des Jahres 2000 gehören 432

Anton VLĂDESCU, Floarea BREAZU, Otilia MARIN, Oltiţa VELCESCU, Gheorghe VĂLCEREANU: Die Art und Weise der Lastkurvendeckung durch die Kraftwerke des nationalen Elektroenergieversorgungsystems während der Fundamentierung der Verkauf/Ankaufsverträge auf dem Elektroenergiemarkt 435

Alexandru George DIACON, Eugen Constantin ISBĂŞOIU, Mihaela CONSTANTINESCU: Optimierung des Betriebes in den Wasser-kraftwerken von mittlerem und hohem Fall als Funktion des Optimierungsziels zur Erzielung von Maximalenenergie für das Prozesswasser 441

Paul GHEORGHIESCU, Mihai STOICAN, AUREL MÎNDRICAN: Bestimierung der minimalen Energiereserve der großen Staubecken zur Gewährleistung der Betriebssi-cherkeit des nationalen elektroenergetischen Systems 447

Andra MOCLINDA, Marin BALABAN: Modernisierung des Regelungssystems der Bulb-Turbinen von CHE Portile de fier II Performanzregelungsproben 454

Emil POPA, Constantin PÎRĂIANU, Nicolae ALBU: Einschäzung der Lebensdauer der Hauptbestand teile der Hydroaggregate Beobachtung der Rißentwicklungen bei einer Wulst-Turbinenwelle 458

Iosif MARCHIŞ: Betrachtungs der Ursachen die den Auftritt einiger Risse im Turbinenläufer vom Type Francis beim Hydroaggregat Nr. 2 vom CHE Munteni verursachen 464

**VOM BETRIEB**

Corina DRUMEANU, Victor IONESCU: Vorschläge zur Modernisierung der Bestandteile der Einheiten, welche mit Dispatcherdienst vorgesehen werden hönnen 468

**TECHNISCH-WISSENSCHAFTLICHE KUNDGEBUNGE**

Ion CONECINI: CIGRÉ Symposion vom 3-7 September 2001 in Caims Australia 472

**INFORMATIONEN**

Adrian GOICEA, Ion CONECINI, Mirela SĂNDULESCU: Der Betreiber des Elektroenergie Markets in Rumänien – OPCOM ist der Internationalen Vereinigung der Kommerziellen Beitreiber und Energie- Börsen – APEX beigetreten 463, 475

**DE PERSONIS** 446

**INHALT IN FRANZÖSISCHER, DEUTSCHER UND RUSSISCHER SPRACHE** 476

**ZUSAMMENFASSUNGEN IN ENGLISCHER SPRACHE** 430


## СОДЕРЖАНИЕ


ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В СООТВЕТСТВИИ ТРЕБ ОВАНИЯМИ НАЦИОНАЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Эуджен Константин ИСБЭШОЮ, Паул ГЕОРГИЕСКУ: Представление беседы за круглым столом "Эксплуатация гидроэлектростанций в соответствии с требованиями национальной электрической системы" 431

Александру СЭНДУЛЕСКУ, Николае ОПРИШ: Влияние рынка электрической энергии на функционирование работу гидроэлектростаний принадлежающих S./C. Hidroelectrica S.A., во время засухи 2000 -ого года 432

Антон ВЛЭДЕСКУ, Флоареа БРЕАЗУ, Отилия МАРИН, Олтица ВЕЛЧЕСКУ, Георге ВЫЛЧЕРЕАНУ: Способ удовлетворения нагрузочной диаграммы электрическими стациями национальной электрической системы в процессе обоснования договоров продажи - покупки на электрическом рынке 435

Александру Джеордже ДИАКОН, Еуджен Константин ИСБЭШОЮ, Михаела КОНСТАНТИНЕСКУ: Оптимизация работы средненапорной и высоконапорной гидроэлектростаний чтобы получить наивысшее производство за отработанную воду 441

Паул ГЕОРГИЕСКУ, Михай СТОИКАН, Аурел МЫНДРИКАН: Определение наименьшего энергетического запаса больших водохранилищах для того чтобы обеспечить надежность в работе национальной электрической системы 447

Андра МОКЛИНДА, Марин БАЛАБАН: Модернизация системы регулирования турбины гидроэлектростаний Portile de Fier II. Испытания регулировки и результаты - эксплуатационные качества 454

Емил ПОПА, Константин ПЫРЫЯНУ, Николае АЛБУ: Определения времени жизни главных компонентов гидроагрегатов. Наблюдение трещин вала турбины 458

Иосиф МАРКИШ: Анализ прицин зарождения трещин в импеллере турбины типа Francis гидроагрегата номер 2 гидроэлектростаний Munteni 464

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ОПЫТ

Корина ДРУМЕАНУ, Виктор ИОНЕСКУ: Ппредложения изменения состава диспецеризованных блоков 468

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ

Ион КОНЕЧИНИ: Симпозиум CIGRE 3-7 сентября 2001-го года 472

ИНФОРМАЦИЯ

Адриан ГОИЧЕА, Ион КОНЕЧИНИ, Мирела СЭНДУЛЕСКУ: Румынский Оператор Рынка Электрической Энергии - OPCOM - присоеданился к Международному Обществу Тарговых Операторов и Бирж энергии - APEX 463, 475

**DE PERSONIS** 446

СОДЕРЖАНИЕ НА ФРАНЦУСКОМ, НЕМЕЦКОМ И РУССКОМ ЯЗЫКАХ 476

РЕЗУМЕ НА АНГЛИЙСОМ ЯЗЫКЕ 430



Redacţia şi administraţia : B-dul Energeticienilor, nr. 8, sector 3, 74568, Bucureşti, tel./fax : (40) (01) 346 06 91; (40) (01) 346 47 86 interior 213
e-mail: energetica@icemenerg.vsat.ro; domni@icemenerg.vsat.ro; web: www.icemenerg. vsat.ro/energetica
Procesare computerizată şi tipărire la S.C. ICEMENERG S.A. (Domnica Câmpeanu)
Coperta tipărită la Tipografia RAPIDOCOLOR, Bucureşti





BUDAPESTI MŰSZAKI ÉS GAZDASÁGTUDOMÁNYI EGYETEM * Közlekedés és Közgazdaságtudományi Kar * Műszaki Információs Központ és Könyvtár * 2001

SOCIETATEA COMERCIALĂ
TRADING COMPANY
J/40/14973/1991

# ICPET S.A.

Certif.nr.40/1 ISO 9001

CNCAN Aut. AQ Nr. 01-008

ACREDITAT ISCIR ROMANIA

**ICPET S.A,** prin **Divizia Protecția Mediului**, este singurul institut din România care asigură ingineria instalațiilor de desprăfuire electrostatică (electrofiltre), prin concepția, dimensionarea, proiectarea și punerea lor în funcțiune pentru toate domeniile poluante:

-energetică
-metalurgie
-materiale de construcții
-chimie

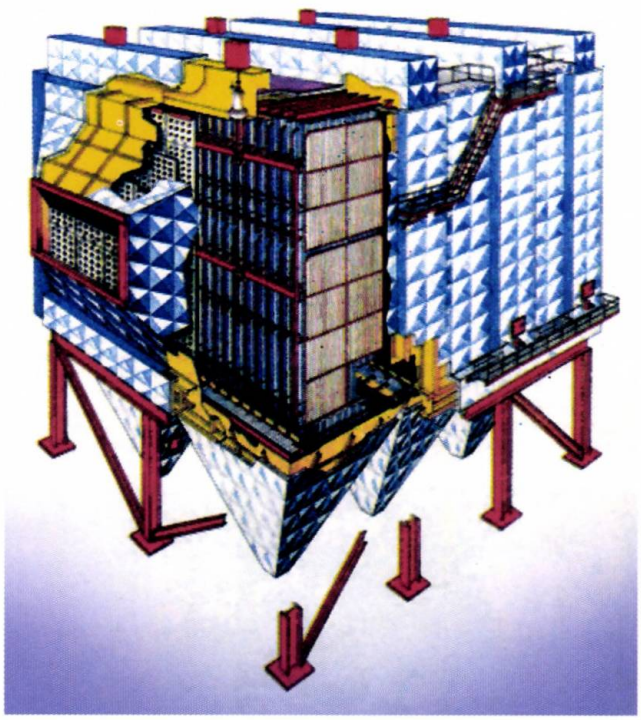
Divizia dispune de un laborator propriu de cercetare-dezvoltare, ateliere de proiectare tehnologică, de proiectarea echipamentelor mecanice și a instalațiilor electrice de joasă și înaltă tensiune.

## Se aplică cele mai noi realizări în domeniu și anume:

-studiul pe model a curgerii gazelor în electrofiltre
-pas mărit între electrozii de emisie și depunere
-tensiune de vârf de 110 kV
-controlul și reglajul procesului de desprăfuire prin utilizarea microprocesoarelor și automatelor programabile
-sisteme de condiționare a gazelor

## Servicii oferite:

-studii de impact și bilanțuri de mediu
-studii de fezabilitate și activități de consulting
-documentații complete pentru instalații de desprăfuire electrostatică
-măsurători pentru stabilirea parametrilor gazo-dinamici a efluenților gazoși rezultați din procese industriale
-asistență tehnică pentru execuție, montaj și punere în funcțiune
-proiecte de reabilitare și modernizare a instalațiilor existente

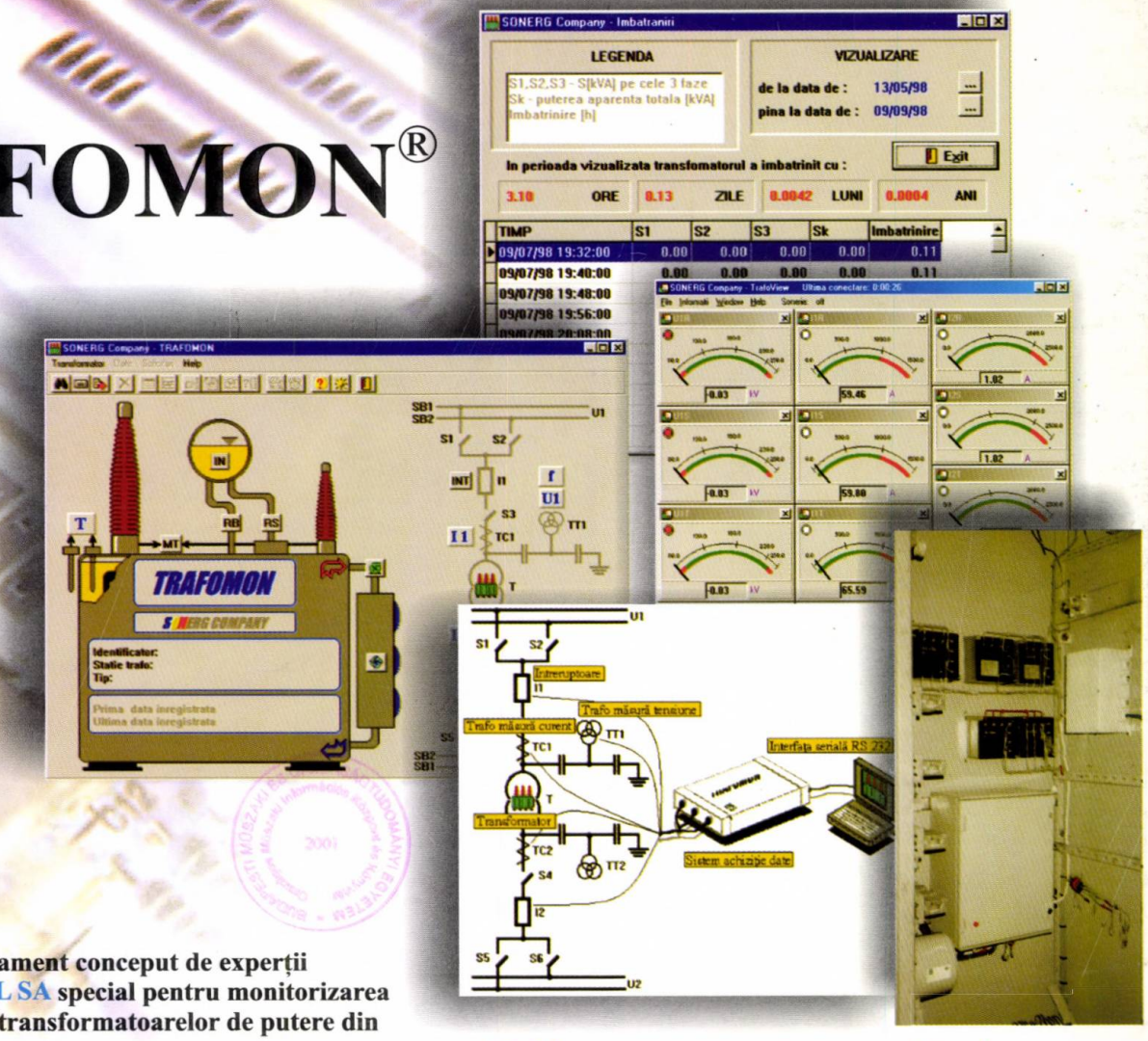


**ICPET-S.A.** are o bogată experiență în domeniul desprăfuirii electrostatice de peste 30 ani. Nu ezitați a vă adresa specialiștilor săi. Cu siguranță că împreună vom găsi soluțiile cele mai bune pentru rezolvarea problemelor dumneavoastră și obținerea unor emisii de pulberi în efluenții gazoși sub nivelul normelor în vigoare.

Adresa noastră este :


București, Șos. Berceni nr.104, sector 4
Cod poștal 75632, P.O.Box 813
Fax.401/ 461.09.18, Tel. 401/461.00.77
E-mail : icpet_dpm@pcnet.ro

# TRAFOMON®




**TRAFOMON**, echipament conceput de experții **NOVA INDUSTRIAL SA** special pentru monitorizarea complexă, on-line, a transformatoarelor de putere din exploatare, permite:

**1. Monitorizarea on-line a maximum 47 mărimi de intrare (12 analogice şi 35 de stare) ce caracterizează funcționarea unui transformator de putere din exploatare şi anume :**

- tensiunile primare sau secundare (3);
- curenții primari şi secundari (6);
- temperatura uleiului (1);
- temperatura aerului ambiant (1);
- frecvența tensiunii rețelei (1);
- nivelul uleiului în conservator (2);
- starea de funcționare a :
  - pompelor (5) şi ventilatoarelor (15) sistemului de răcire;
  - releului Buchholz (2);
  - releului de presiune al comutatorului de reglaj (1);
  - supapelor de suprapresiune (1);
  - echipamentului de protecție contra incendiului de tip Serge sau similar (1);
  - sistemelor de monitorizare a izolației trecerilor izolate tip condensator (2);
  - întreruptoarelor în celulele aferente transformatorului (6).

## Echipament pentru monitorizarea complexă, on-line, a transformatoarelor de putere din exploatare

**2. Monitorizarea on-line, prin prelucrare software, a:**

- temperaturii înfăşurării în punctul cel mai cald;
- consumului de viață din punct de vedere termic;
- duratei de funcționare a pompelor şi a ventilatoarelor - total sau între revizii;
- puterii aparente.

**3. Sesizarea şi alarmarea în cazurile de funcționare în regim de suprasarcină.**

**4. Luarea de decizii de protecție în cazul în care echipamentul detectează funcționarea cu sistemul de răcire oprit sau în caz de suprasarcini.**

**5. Vizualizarea pe ecranul PC-ului a mărimilor analogice rezultate, sub formă de tablou de aparate analogice şi / sau digitale .**

**6. Stocarea temporară a datelor, transferul acestora la PC (folosind interfața RS 485) şi construcția unei baze de date.**

QUALITAS

CERTIFICAT NR. 36
SR EN ISO 9001/1995

# NOVA INDUSTRIAL SA


**Str. Theodor Speranția Nr. 104 , Bl. S26, Sc. 2, Ap. 59, Sector 3, BUCUREŞTI, ROMÂNIA**
**Tel. / Fax : (+40) 1 323 86 89**
**E-mail: sales@novaindustrialsa.ro sau office@novaindustrialsa.ro**
**http://www.novaindustrialsa.ro**